

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**



Инженерная школа информационных технологий и робототехники
 Направление подготовки 15.03.04 «Автоматизация технологических процессов и производств»
 Отделение автоматизации и робототехники

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Проектирование автоматизированной системы центрального пункта сбора и подготовки нефти, газа и воды

УДК 681.586:622.276/.279.8:628.16

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-8Т31	Пищенко Александр Сергеевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Заместитель директора ООО «СПМК»	Казакевич Анатолий Евгеньевич			
Руководитель ООП	Воронин Александр Васильевич	доцент, к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ШИП	Шаповалова Наталья Владимировна			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ИШХБМТ	Невский Егор Сергеевич			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Руководитель ОАР	Леонов Сергей Владимирович	доцент, к.т.н.		

Томск – 2018 г.

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»



Инженерная школа информационных технологий и робототехники
 Направление подготовки 15.03.04 «Автоматизация технологических процессов и производств»
 Отделение автоматизации и робототехники

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Воронин А.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
гр. 3-8ТЗ1	Пищенко Александру Сергеевичу

Тема работы:

Проектирование автоматизированной системы центрального пункта сбора и подготовки нефти, газа и воды

Утверждена приказом директора (дата, номер)	
---	--

Срок сдачи студентом выполненной работы	
---	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

<p>Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Центральные пункты сбора (ЦПС) являются универсальным технологическим объектом, на котором добываемый флюид разделяется на целевые компоненты - товарную нефть, газ и сточную воду.</p> <p>Основное назначение центрального пункта сбора и подготовки нефти состоит в том, чтобы отделить воду от сырья, поступающего с групповых установок, измерить с высокой точностью количество нефти, в которой содержание воды не должно превышать нескольких десятых долей процента, и направить ее через распределительную гребенку на прием магистрального насоса или в резервуар с подключенным насосом. В некоторых случаях нефть также подвергается стабилизации на центральных пунктах сбора.</p>
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1 Описание технологического процесса 2 Выбор архитектуры АС 3 Разработка структурной схемы АС 4 Функциональная схема автоматизации

<i>рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	5 Разработка схемы информационных потоков АС 6 Выбор средств реализации АС 7 Разработка схемы соединения внешних проводов 8 Выбор (обоснование) алгоритмов управления АС 9 Разработка экранных форм АС
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	1 Функциональная схема технологического процесса, выполненная в Visio 2 Перечень входных/выходных сигналов ТП 3 Схема соединения внешних проводов, выполненная в Visio 4 Функциональная схема автоматизации (ГОСТ 21.408–13 и ANSI/ISA–S 5.1–84) 5 Структурная схема САР локального технологического объекта. Результаты моделирования (исследования) САР в MatLab 6 Алгоритм сбора данных измерений. Блок схема алгоритма 7 Дерево экранных форм 8 SCADA–формы экранов мониторинга и управления диспетчерского пункта 9 Обобщенная структура управления АС 10 Схема информационных потоков 11 Трехуровневая структура АС

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Старший преподаватель ШИП Шаповалова Наталья Владимировна
Социальная ответственность	Ассистент ИШХБМТ Невский Егор Сергеевич

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
---	--

Задание выдал руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Заместитель директора ООО «СПМК»	Казакевич Анатолий Евгеньевич			

Задание принял к исполнению студент;

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т31	Пищенко Александр Сергеевич		

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа информационных технологий и робототехники
Направление подготовки 15.03.04 «Автоматизация технологических процессов и производств»
Уровень образования – бакалавр
Отделение автоматизации и робототехники
Период выполнения – осенний/весенний семестр 2017/2018 учебного года

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
30.05.2018	Основная часть	60
04.06.2018	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	20
04.06.2018	Социальная ответственность	20

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
Заместитель директора ООО «СПМК»	Казакевич Анатолий Евгеньевич			

Согласовано:

Руководитель ООП	ФИО	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Воронин Александр Васильевич	К.Т.Н		

Реферат

Дипломная работа содержит 111 страницы машинописного текста, 15 таблиц, 23 рисунков, 1 список использованных источников из 19 наименований, 8 приложений.

Объектом исследования является ЦПС.

Цель работы – разработка автоматизированной системы управления ЦПС с использованием ПЛК, на основе выбранной SCADA-системы.

В данном проекте была разработана система контроля и управления технологическим процессом на базе промышленных контроллеров AllenBradleySLC 500 с применением SCADA-системы RSVIEW 32.

Разработанная система может применяться в системах контроля, управления и сбора данных на различных промышленных предприятиях. Данная система позволит увеличить производительность, повысить точность и надежность измерений, сократить число аварий.

Ниже представлен перечень ключевых слов.

центральный пункт сбора, сепаратор, газосепаратор, клапан с электроприводом, автоматизированная система управления, пид-регулятор, локальный программируемый логический контроллер, коммутационный программируемый логический контроллер, протокол, scada-система.

Глоссарий

автоматизированная система (АС): это комплекс аппаратных и программных средств, предназначенный для управления различными процессами в рамках технологического процесса. Термин автоматизированная, в отличие от термина автоматическая подчеркивает сохранение за человеком–оператором некоторых функций, либо наиболее общего, целеполагающего характера, либо не поддающихся автоматизации;

интерфейс (RS–232C, RS–422, RS–485, CAN): это совокупность средств (программных, технических, лингвистических) и правил для обеспечения взаимодействия между различными программными системами, между техническими устройствами или между пользователем и системой;

видеокадр: это область экрана, которая служит для отображения мнемосхем, трендов, табличных форм, окон управления, журналов и т.п.;

мнемосхема: это представление технологической схемы в упрощенном виде на экране АРМ;

мнемознак (мнемосимвол): это представление объекта управления или технологического параметра (или их совокупности) на экране АРМ.

интерфейс оператора: это совокупность аппаратно–программных компонентов АСУ ТП, обеспечивающих взаимодействие пользователя с системой;

профиль АС: Понятие «профиль» определяется как подмножество и/или комбинации базовых стандартов информационных технологий и общепринятых в международной практике фирменных решений (Windows, Unix, MacOS), необходимых для реализации требуемых наборов функций АС. Для определения места и роли каждого базового стандарта в профиле требуется концептуальная модель. Такая модель, называемая OSE/RM (Open System Environment/Reference Model), предложена в ГОСТ Р ИСО МЭК ТО 10000–3–99

протокол (CAN, OSI, ProfiBus, Modbus, HART, Profibus DP, Modbus RTU, Modbus +, CAN, DeviceNet): это набор правил, позволяющий

осуществлять соединение и обмен данными между двумя и более включёнными в соединение программируемыми устройствами;

техническое задание на АС (ТЗ): Утвержденный в установленном порядке документ, определяющий цели, требования и основные исходные данные, необходимые для разработки автоматизированной системы;

технологический процесс (ТП): последовательность технологических операций, необходимых для выполнения определенного вида работ. Технологический процесс состоит из рабочих операций, которые в свою очередь складываются из рабочих движений (приемов);

СУБД: Система управления базами данных это – совокупность программных и языковых средств, предназначенных для управления данными в базе данных, ведения базы данных, обеспечения многопользовательского доступа к данным;

архитектура АС: Архитектура автоматизированной системы – это набор значимых решений по организации системы программного обеспечения, набор структурных элементов и их интерфейсов, при помощи которых компонуется АС;

SCADA (англ. Supervisory Control And Data Acquisition – диспетчерское управление и сбор данных): Под термином SCADA понимают инструментальную программу для разработки программного обеспечения систем управления технологическими процессами в реальном времени и сбора данных;

ФЮРА. 425280: код организации разработчика проекта (ТПУ); 425280 это – код классификационной характеристики проектной продукции по ГОСТ 3.1201–85 (в соответствии с шестизначный классификационной характеристикой ОКП этот код означает программно–технические комплексы для распределенного автоматизированного управления технологическим объектом, многофункциональные);

ОРС–сервер: это программный комплекс, предназначенный для автоматизированного сбора технологических данных с объектов и

предоставления этих данных системам диспетчеризации по протоколам стандарта OPC;

объект управления: обобщающий термин кибернетики и теории автоматического управления, обозначающий устройство или динамический процесс, управление поведением которого является целью создания системы автоматического управления;

программируемый логический контроллер (ПЛК): специализированное компьютеризированное устройство, используемое для автоматизации технологических процессов. В отличие от компьютеров общего назначения, ПЛК имеют развитые устройства ввода–вывода сигналов датчиков и исполнительных механизмов, приспособлены для длительной работы без серьёзного обслуживания, а также для работы в неблагоприятных условиях окружающей среды. ПЛК являются устройствами реального времени;

диспетчерский пункт (ДП): центр системы диспетчерского управления, где сосредоточивается информация о состоянии производства;

автоматизированное рабочее место (АРМ): программно–технический комплекс, предназначенный для автоматизации деятельности определенного вида. При разработке АРМ для управления технологическим оборудованием как правило используют SCADA–системы;

тег: метка как ключевое слово, в более узком применении идентификатор для категоризации, описания, поиска данных и задания внутренней структуры;

корпоративная информационная система (КИС): Корпоративная информационная система – это масштабируемая система, предназначенная для комплексной автоматизации всех видов хозяйственной деятельности больших и средних предприятий, в том числе корпораций, состоящих из группы компаний, требующих единого управления;

автоматизированная система управления технологическим процессом (АСУ ТП): комплекс программных и технических средств, предназначенный для автоматизации управления технологическим оборудованием на предприятиях. Под АСУ ТП обычно понимается комплексное решение, обеспечивающее автоматизацию основных технологических операций на производстве в целом или каком-то его участке, выпускающем относительно завершённый продукт;

пропорционально–интегрально–дифференциальный (ПИД) регулятор: устройство, используемое в системах автоматического управления для поддержания заданного значения измеряемого параметра. ПИД–регулятор измеряет отклонение стабилизируемой величины от заданного значения (уставки) и выдаёт управляющий сигнал, являющийся суммой трёх слагаемых, первое из которых пропорционально этому отклонению, второе пропорционально интегралу отклонения и третье пропорционально производной отклонения;

modbus: это коммуникационный протокол, основанный на архитектуре «клиент–сервер».

Обозначения и сокращения

OSI(OpenSystemsInterconnection): эталонная модель взаимодействия открытых информационных систем;

PLC (Programmable Logic Controllers): программируемые логические контроллеры (ПЛК);

HMI (Human Machine Interface): человеко–машинный интерфейс;

ANSI/ISA (American National Standards Institute/ Instrument Society of America): американский национальный институт стандартов/Американское общество приборостроителей;

DIN (Deutsches Institut für Normung): немецкий институт по стандартизации;

IP (International Protection): степень защиты;

LAD (Ladder Diagram): язык релейной (лестничной) логики;

ППЗУ: программируемое постоянное запоминающее устройство;

АЦП: аналого–цифровой преобразователь;

ЦАП: цифро–аналоговый преобразователь;

ГЗУ: групповая замерная установка;

ГП: гидропривод;

БТ: блок технологический;

БА: блок автоматики;

ПСМ: переключатель скважин многоходовой;

ИУС: информационно–управляющая система;

КИПиА: контрольно–измерительные приборы и автоматика;

САР: система автоматического регулирования;

ПАЗ: противоаварийная автоматическая защита;

ПО: программное обеспечение;

ПТК: программно–технический комплекс;

ГЖС: газожидкостная смесь;

ИМ: исполнительный механизм;

АРМ: автоматизированное рабочее место;

БД: база данных.

Содержание

Введение	14
1 Техническое задание	18
1.1 Основные задачи и цели создания АСУ ТП	18
1.2 Назначение системы.....	18
1.3 Требования к автоматике ЦПС	19
1.4 Требования к техническому обеспечению	20
1.5 Требования к метрологическому обеспечению	21
1.6 Требования к программному обеспечению	21
1.7 Требования к математическому обеспечению	22
1.8 Требования к информационному обеспечению	22
2 Основная часть	24
2.1 Описание технологического процесса	24
2.1.1 Первая ступень сепарации.....	24
2.1.2 Установка подготовки нефти	25
2.1.3 Резервуарный парк ЦПС.....	25
2.1.4 Факельная система ЦПС	26
2.1.5 Установка подготовки пластовых вод (УППВ)	27
2.1.6 Компрессорная станция	27
2.2 Недостатки в работе ЦПС	29
2.3 Выбор архитектуры АС	29
2.4 Разработка структурной схемы АС	34
2.5 Функциональная схема автоматизации.....	36
2.5.1 Функциональная схема автоматизации по ГОСТ 21.208-2013.....	37

2.5.2 Функциональная схема автоматизации по ANSI/ISA	37
2.6 Разработка схемы информационных потоков ЦПС	38
2.7 Выбор средств реализации ЦПС.....	42
2.7.1 Выбор контроллерного оборудования ЦПС.....	42
2.7.2 Выбор датчиков	46
2.7.2.1 Датчик уровня ультразвуковой ДУУ2М.....	46
2.7.2.2 Сигнализатор уровня ультразвуковой СУР-5	48
2.7.2.3 Датчик давления Метран-100 ДИ 1152.....	49
2.7.2.4 Расходомер кориолисовый Метран-360.....	50
2.7.2.5 Преобразователь расхода вихреакустический Метран-300ПР.....	51
2.7.2.6 Нормирование погрешности канала измерения.....	52
2.7.3 Выбор системы сигнализации АС	54
2.7.3.1 Сигнализатор загазованности СТМ-10	54
2.7.4 Выбор исполнительных механизмов.....	55
2.7.4.1 Пускатель бесконтактный реверсивный ПБР-2М.....	60
2.7.4.2 Блок ручного управления – БРУ-42	62
2.8 Разработка схемы внешних проводок	63
2.9 Выбор алгоритмов управления АС ЦПС	64
2.9.1 Алгоритм сбора данных измерений	65
2.9.2 Алгоритм пуска пуска/останова технологического оборудования.....	66
2.9.3 Алгоритм автоматического регулирования технологическим параметром	67
2.10 Экранные формы АС ЦПС	72
2.10.1 Описание операторского интерфейса	72
2.10.2 Описание экрана «Входные сепараторы».....	73
2.10.3 Мнемознаки	74

3. Оценка коммерческого потенциала с позиции ресурсоэффективности.....	78
3.1 Анализ конкурентных технических решений	78
3.2 Планирование научно-исследовательских работ.....	79
3.3.1 Структура работ в рамках научного исследования	79
3.3.2Разработка графика проведения научного исследования	81
3.4 Бюджет научно-технического исследования	83
3.4.1Расчет материальных затрат.....	83
3.4.2Расчет затрат на специальное оборудование.....	84
3.4.3Основная заработная плата исполнителей темы.....	84
3.4.4Дополнительная заработная плата исполнителей темы.....	85
3.4.5Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)	86
3.4.6Накладные расходы.....	86
3.4.7Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта.....	86
3.5 Определение ресурсной, финансовой эффективности исследования	87
4. Социальная ответственность.....	89
Заключение.....	101
Список используемых источников	102
Приложение А Трехуровневая система АС.....	104
Приложение Б Обобщённая структура управления АС.....	105
Приложение В Структурная схема автоматизации	106
Приложение Г Функциональная схема автоматизации по ANSI.....	107
Приложение Д Схема информационных потоков	108
Приложение Е Схема внешних проводок.....	109
Приложение Ж Структурная схема автоматического регулирования	110
Приложение З Мнемосхема ЦПС	111

Введение

С начала 90-х годов в развитых зарубежных странах наблюдался настоящий бум по внедрению автоматизированных систем управления в различных отраслях экономики. И в большинстве случаев эти системы строились на принципах диспетчерского управления и сбора данных.

Основными областями применения систем диспетчерского управления являются:

- производство и управление передачей и распределением электроэнергии;
- водозабор, водоочистка и водораспределение;
- промышленное производство;
- добыча, транспорт и распределение нефти и газа;
- управление на транспорте;
- телекоммуникации;
- управление космическими объектами и военная область.

Такой большой интерес к системам диспетчерского управления и сбора данных, с одной стороны, связан со значительным прогрессом в области вычислительной техники, программного обеспечения и телекоммуникаций.

С другой стороны, развитие информационных технологий, повышение степени автоматизации и перераспределение функций между человеком и аппаратурой обострило проблему взаимодействия человека-оператора с системой управления. Стала создаваться ситуация, когда доля «человеческого фактора» в крупных мировых авариях стремительно росла вместе с повышением надежности электронной аппаратуры.

Одной из причин такой тенденции является старый традиционный подход к построению сложных систем управления: ориентация на применение новейших технических (технологических) решений, и

недооценка новейших технических (технологических) решений и недооценка необходимости построения эффективного человеко-машинного интерфейса (HMI – Human-MachineInterface), ориентированного на пользователя (оператора/диспетчера) и его задачи.

В последние годы и в России резко возрос интерес к проблемам построения высокоэффективных и высоконадежных систем диспетчерского управления и сбора данных. Нефтегазовая отрасль не осталась в стороне от этого процесса.

SCADA (SupervisoryControlAndDataAcquisition – диспетчерское/ супервизорное управление и сбор данных) представляет собой процесс сбора информации реального времени с удаленных объектов с целью ее обработки и анализа, а также управления удаленными объектами.

Пробобразом современных систем SCADA на ранних стадиях автоматизированных систем управления являлись системы телемеханики.

Структурное построение SCADA-систем предполагает наличие трех основных компонентов:

- RTU (RemoteTerminalUnit) – удаленное терминальное устройство (нижний уровень АСУТП);
- диспетчерский пункт управления (верхний уровень АСУТП);
- коммуникационная система.

Спектр реализации RTU достаточно широк. Конкретная реализация RTU зависит от области применения. Это могут быть промышленные компьютеры (PC-совместимые контроллеры) или программируемые логические контроллеры (PLC/ПЛК).

Современные PLC объединяются в сеть (RS-485, различные промышленные сети, Ethernet), а программные средства позволяют в удобной для пользователя форме программировать их и управлять ими через компьютер верхнего уровня. Существует широкий круг фирм-производителей контроллеров, а количество типов контроллеров измеряется

уже многими сотнями. Подробно этот класс аппаратных средств рассмотрен в [1].

В диспетчерском пункте управления осуществляется обработка данных и управление в режиме мягкого реального времени. Процесс сбора данных и управления строится с помощью человеко-машинного интерфейса (HMI), установленного на рабочей станции (компьютере). В зависимости от конкретной системы диспетчерский пункт может быть реализован на базе одиночной рабочей станции или нескольких рабочих станций, серверов, АРМ специалистов и руководителей, объединенных в локальную (информационную) сеть. Человеко-машинный интерфейс разрабатывается и поддерживается с помощью специализированного программного обеспечения, называемого пакетом SCADA или просто SCADA. В последние годы на российском рынке появилось большое количество программных продуктов класса SCADA/HMI, позволяющих строить системы автоматизации как для дискретных, так и для непрерывных процессов и производств [2].

Одним из основных структурных компонентов SCADA-систем являются каналы связи. Выбор конкретных каналов связи зависит от архитектуры систем управления, расстояний между удаленными контроллерами и диспетчерским пунктом, числа контролируемых параметров, требований по пропускной способности и надежности канала и т. п.

Для обмена информацией с внешними приложениями, в том числе с реляционными базами данных (РБД) уровня АСУП (автоматизированная система управления предприятием), SCADA-системы поддерживают различные интерфейсы. Среди них SQL и ODBC – средства для организации, управления и поиска информации в РБД типа Oracle, Access, Sybase и т.п. Нельзя не сказать и об Интернет-технологиях, поддерживаемых большинством SCADA-систем и позволяющих создавать распределенные

системы мониторинга и управления не только в пределах предприятия, но и в масштабах региона и страны.

Целью дипломной работы является создание автоматизированной системы центрального пункта сбора и подготовки нефти, газа и воды.

1 Техническое задание

1.1 Основные задачи и цели создания АСУ ТП

Основными целями создания АСУ ТП ЦПС являются:

- сокращение потерь нефти, газа и воды за счёт оптимизации режимов добычи, подготовки и ее транспортирования;
- точное выполнение требований технологического регламента;
- управление, обеспечивающее получение необходимого по количеству и качеству конечного продукта при минимизации используемого сырья, вспомогательных материалов и энергетических затрат;
- улучшение условий труда эксплуатационного персонала за счет централизации рабочих мест;
- повышение безопасности технологических процессов за счет высоконадежных средств сигнализации, блокировок и защит с минимальным периодом реагирования;
- реализация дистанционного контроля и управления всем комплексом сооружений на технологических площадках нефтегазового оборудования из центрального диспетчерского пункта.

1.2 Назначение системы

Центральные пункты сбора (ЦПС) являются универсальным технологическим объектом, на котором добываемый флюид разделяется на целевые компоненты - товарную нефть, газ и сточную воду.

Основное назначение центрального пункта сбора и подготовки нефти состоит в том, чтобы отделить воду от сырья, поступающего с групповых установок, измерить с высокой точностью количество нефти, в которой содержание воды не должно превышать нескольких десятых долей процента, и направить ее через распределительную гребенку на прием магистрального насоса или в резервуар с подключенным насосом. В некоторых случаях нефть также подвергается стабилизации на центральных пунктах сбора.

ЦПС предназначен для выполнения следующих операций:

- прием продукции от установки предварительного сброса воды и продукции скважин от центральных кустов;
- учет поступающей продукции;
- подготовка нефти;
- подготовка пластовых вод;
- прием и учет товарной продукции;
- прием и подготовка газа к транспорту;
- подача товарной нефти на сооружения магистрального транспорта через сооружения головной насосной станции (ГНПС).

1.3 Требования к автоматике ЦПС

Система автоматики ЦПС должна обеспечивать следующее:

- автоматическое измерение параметров технологического оборудования ЦПС;
- контроль дискретных параметров:
- управление регулирующими клапанами с пульта автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора-технолога;
- индикацию;
- сигнализацию;
- сравнение измеренных значений технологических параметров с заданными значениями и формирование сигналов управления, а также предупредительной и аварийной сигнализации;
- отображение хода технологического процесса в виде мнемосхем, трендов, индикаторов, формирование протокола событий и архивных данных.

В диспетчерскую должна обеспечиваться выдача всей информации о работе ЦПС. Системой предусматривается возможность вмешательства оператора ЦПС в ход технологического процесса (открытие/закрытие электроздвижек, переопределение установок для регуляторов) путем подачи

команд с автоматизированного рабочего места оператора-технолога, организованного на базе персонального компьютера.

1.4 Требования к техническому обеспечению

Оборудование, устанавливаемое на открытых площадках, в зависимости от зоны расположения объекта должно быть устойчивым к воздействию температур от -50°C до $+50^{\circ}\text{C}$ и влажности не менее 80 % при температуре 35°C .

Программно-технический комплекс АС должен допускать возможность наращивания, модернизации и развития системы, а также иметь резерв по каналам ввода/вывода не менее 20 %.

Датчики, используемые в системе, должны отвечать требованиям взрывобезопасности. При выборе датчиков следует использовать аппаратуру с искробезопасными цепями. Чувствительные элементы датчиков, соприкасающиеся с сероводородсодержащей или другой агрессивной средой, должны быть выполнены из коррозионностойких материалов либо для их защиты необходимо использовать разделители сред.

Степень защиты технических средств от пыли и влаги должна быть не менее IP56.

Показатели надежности датчиков общепромышленного назначения рекомендуется выбирать, ориентируясь на показатели мирового уровня и лучшие образцы отечественных изделий, а именно:

- 1) время наработки на отказ не менее 100 тыс. час;
- 2) срок службы не менее 10 лет.

Контроллеры должны иметь модульную архитектуру, позволяющую свободную компоновку каналов ввода/вывода. При необходимости ввода сигналов с датчиков, находящихся во взрывоопасной среде, допускается использовать как модули с искробезопасными входными цепями, так и внешние барьеры искробезопасности, размещаемые в отдельном конструктиве.

Контроль уровня в емкостях с нефтью должен производиться не менее, чем тремя независимыми датчиками с сигнализацией верхнего предельного уровня не менее, чем от двух измерителей.

1.5 Требования к метрологическому обеспечению

Для узла измерения давления нефти в трубопроводе использовать расходомеры на базе диафрагм. Основная относительная погрешность измерения расходомера должна составлять не более 1%.

Основная относительная погрешность датчиков температуры, вибрации, сигнализаторов должна составлять не более 0,2%.

Для узла измерения уровня нефти в резервуаре использовать радарный уровнемер. Основная погрешность измерения уровня должна составлять не более 0,125%.

1.6 Требования к программному обеспечению

Программное обеспечение (ПО) АС включает в себя:

- системное ПО (операционные системы);
- инструментальное ПО;
- общее (базовое) прикладное ПО;
- специальное прикладное ПО.

Набор функций конфигурирования в общем случае должен включать в себя:

- создание и ведение базы данных конфигурации (БДК) по входным/выходным сигналам;
- конфигурирование алгоритмов управления, регулирования и защиты с использованием стандартных функциональных блоков;
- создание мнемосхем (видеокадров) для визуализации состояния технологических объектов;
- конфигурирование отчетных документов (рапортов, протоколов).

Средства создания специального прикладного ПО должны включать в себя технологические и универсальные языки программирования и

соответствующие средства разработки (компиляторы, отладчики). Технологические языки программирования должны соответствовать стандарту ИЕС 61131-3.

Базовое прикладное ПО должно обеспечивать выполнение стандартных функций соответствующего уровня АС (опрос, измерение, фильтрация, визуализация, сигнализация, регистрация и др.).

Специальное прикладное ПО должно обеспечивать выполнение нестандартных функций соответствующего уровня АС (специальные алгоритмы управления, расчеты и др.).

1.7 Требования к математическому обеспечению

Алгоритмы системы должны определяться на стадии проектирования системы и обеспечивать регламентированный режим работы и безаварийную остановку УКПН, а также снижение или исключение возможности ошибочных действий производственного персонала при ведении процесса. Алгоритмы системы должны разрабатываться на основе утвержденного технологического регламента.

1.8 Требования к информационному обеспечению

По результатам проектирования должны быть представлены:

- состав, структура и способы организации данных в АС;
 - порядок информационного обмена между компонентами и составными частями АС;
 - структура процесса сбора, обработки, передачи информации в АС;
 - информация по визуальному представлению данных и результатам мониторинга.
- В состав информационного обеспечения должны входить:
 - унифицированная система электронных документов, выраженная в виде набора форм статистической отчетности;

- распределенная структурированная база данных, хранящая систему объектов;
- средства ведения и управления базами данных.

2 Основная часть

2.1 Описание технологического процесса

Технологический процесс на ЦПС разделяется на 8 стадий:

- холодная сепарация первой ступени с выделением попутного нефтяного газа (до 70%);
- подогрев сырой нефти;
- сброс пластовой воды (первичное обезвоживание);
- горячая сепарация (дегазация) нефти;
- глубокое обезвоживание нефти в электродегидраторе;
- глубокая дегазация нефти в КСУ;
- подготовка пластовой воды во флотационном отстойнике;
- подготовка (осушка) газа на адсорбционной установке.

2.1.1 Первая ступень сепарации

Продукция нефтяных скважин двумя потоками через задвижки и фильтры поступает на площадку первой ступени сепарации, где осуществляется первичная подготовка сырья.

Устройство предварительного отбора газа УПОГ предназначено для отбора свободного газа и снятия пульсаций потока жидкости. В трехфазном сепараторе происходит разделение сырья на сырой газ, подтоварную воду (при температуре сырья до 45⁰С) и нефтяную эмульсию с содержанием воды ниже 30%. Сырой газ через каплеуловитель КУ (циклонный газосепаратор) направляется в вертикальный сетчатый газосепаратор ГС1, где от газа отделяется капельная жидкость и газовый конденсат. Сепараторы С1/1...С1/4 оборудованы предохранительными клапанами, сигнализаторами верхнего и нижнего уровней, датчиками давления, датчиками текущего и межфазного уровня «нефть-вода» с исполнительными механизмами, датчиками температуры, обеспечивающими как визуальный контроль параметров по месту, так и дистанционный контроль, управление и регулирование.

2.1.2 Установка подготовки нефти

С площадки первой ступени сепаратора жидкость поступает на установку подготовки нефти, где осуществляются следующие процессы. После трехфазных сепараторов С1/1 - С1/4 нефть через нагреватель подается в отстойники ОН1/1 - ОН1/3.

Печь ПТБ оборудована предохранительным клапаном, сигнализатором контроля пламени, системой распределения и контроля топливного газа, датчиками давления, температуры и загазованности. Отстойники ОН1 - ОН3 оборудованы предохранительными клапанами, датчиками уровня и температуры, датчиками межфазового уровня, системой регулирования межфазового уровня. На каждом трубопроводе подготовленной нефти монтируется ручной пробоотборник – для отладки технологического режима установки.

Из отстойника нефть подается в сепаратор горячей сепарации (дегазатор) Д1/1 - Д1/3.

Из дегазатора жидкость поступает в электродегидратор, где происходит обезвоживание нефти до товарных показателей. Жидкость, поступающая в электродегидратор, обрабатывается полем высокого напряжения. Под воздействием этого поля эмульсия разрушается, и вода отстаивается в нижней части электродегидратора. На выходе товарной нефти из электродегидратора устанавливаются влагомеры товарной нефти.

После электродегидратора товарная нефть поступает на концевую ступень сепарации (КСУ) С3/1 - С3/3, где дегазируется и перетекает в резервуар товарной нефти.

2.1.3 Резервуарный парк ЦПС

Резервуарный парк запроектирован из расчета трехсуточного приема нефти без откачки и включает 6 резервуаров РВС-5000, оборудованных для приема как товарной, так и сырой нефти. Из товарного резервуара нефть откачивается насосами внешней перекачки Н1/1 - Н1/4.

Сырая нефть из РВС насосами Н2/1-Н2/4 внутрипарковой перекачки направляется на вход печей ПТБ и далее проходит всю цепочку подготовки.

Насосные агрегаты (всех насосных ЦПС) снабжены датчиками, позволяющими осуществлять контроль температуры подшипников электродвигателя и насоса (4 шт.). Вход насоса снабжен фильтром для улавливания механических примесей. Контроль за давлением на входе и нагнетании насосов осуществляется, как по месту (техническими манометрами), так и дистанционно. Предусмотрен контроль утечек через сальники. Насосный агрегат и вся его технологическая обвязка имеют дренажные спускники в общий дренажный коллектор закрытой дренажной системы. Помещение каждой насосной снабжено системой датчиков-газоанализаторов для контроля за наличием горючих газов в помещении с сигнализацией в операторную. В насосных предусмотрена также сигнализация низкой температуры и пожарная сигнализация.

Резервуарный парк комплектуется газоуравнительной системой и установкой улавливания лёгких фракций (УУЛФ).

Газовая линия конденсатосборника и КСУ подключается к системе улавливания легких фракций УЛФ.

2.1.4 Факельная система ЦПС

Включает в себя два факельных ствола: Ф1 – высокого давления, Ф2 – низкого давления. Оба факельных коллектора оборудованы факельными сепараторами.

Расход сбрасываемого газа на факел контролируется ультразвуковыми расходомерами. Каждый из факелов имеет свой запально-регулирующий блок, где производится регулирование топливного газа и подача его на запальник и дежурную горелку в виде газозоудшной смеси. Контроль за работой горелок выведен в операторную. Расход газа на горелки также контролируется и регистрируется.

Жидкость из ФС1 и ФС2 стекает в факельную емкость ЕК1 и ЕК2, откуда по мере заполнения откачивается насосом на вход КСУ. Объемы

автоматизации Ф1 и Ф2 аналогичны. Дренажные емкости ЕК1, ЕК2, оснащены средствами автоматизации, обеспечивающими включение по верхнему уровню насоса откачки, отключение по нижнему уровню насоса откачки, сигнализацию аварийного верхнего уровня, давления на выкиде насоса откачки.

2.1.5 Установка подготовки пластовых вод (УППВ)

Вода, отделяемая в трехфазных сепараторах С1/1...С1/4 и отстойниках ОН1/1...ОН1/3, двумя потоками поступает в отстойник воды, где происходит отделение остаточной нефти и механических примесей методом флотации.

В отстойник под слой “грязной” воды через распределителя подается попутный нефтяной газ.

Проходя через слой воды газ захватывает капельную нефть и мехпримеси. Собирающаяся в верхней части аппарата пена периодически откачивается. Для интенсификации процесса очистки на прием отстойников через блок ввода реагента вводится флокулянт ВПК-402.

Очищенная вода из отстойника сбрасывается в буферную емкость. Вода из буферной емкости (БЕ) подается в РВС или на прием насосной воды (Н5/1...5/4) и далее через фильтры, где происходит очистка воды от механических примесей до 5мкр на узел учета воды и на прием КНС. Откачка из РВС воды производится также насосами Н5/1...Н5/4.

2.1.6 Компрессорная станция

Согласно проведенным технологическим расчетам отбор газа на первой ступени сепарации ЦПС составляет 70% от всего количества попутного газа. При этом остатки газа до 30% при полном разгазировании приходятся на горячую и концевую ступени сепарации.

На базе компрессорной установки 7ГВ-50/7.М3.У2 запроектирована компрессорная станция, с помощью которой газ низших ступеней сепарации направляется в газопровод для транспорта потребителю.

Все оборудование соединено между собой трубопроводами с установленной на них арматурой. Установка снабжена системой автоматизации, обеспечивающей ее безаварийную работу. В полость компрессора для снижения внутренних перетоков газа и одновременно снижения температуры сжатого газа впрыскивается масло.

Компрессорная станция проектируется из блок-боксов заводского изготовления сблокированных в единое здание.

Газ, выделившийся в аппаратах поступает во входной сепаратор ГС3; газ с установки улавливания легких фракций (УУЛФ) и КСУ – в ГС4. В ГС происходит отделение газа от унесенного им конденсата и механических примесей.

Газосепараторы ГС3 и ГС4 оснащены приборами контроля давления на входе и выходе, датчиками температуры и межфазного уровня «газ - конденсат».

Далее газ направляется на вход компрессорного агрегата, куда подается, также масло.

Газомасляная смесь поступает в маслоотделитель, где происходит отделение масла от газа. Масло конденсируется и отводится через конденсатоотводчик. Компрессорная установка поставляется в блочном исполнении с полной комплектацией основного и вспомогательного оборудования.

Далее газ направляется через теплообменник установки осушки газа в концевой газоохладитель типа АВО.

Газ после охлаждения направляется в концевые сепараторы ГС5 и ГС6. В этих сепараторах происходит отделение газового конденсата и остатков масла. Жидкость из сепараторов С5 и С6 перекачивается в емкость сбора конденсата, а газ после КС совместно с газом первой ступени сепарации подается в газопровод для дальнейшего транспорта потребителю или на осушку.

2.2 Недостатки в работе ЦПС

При прохождении сырья первой ступени сепарации происходит отделение нефти с высоким содержанием воды. Уровень нефти в сепараторе может быть превышен, это приведет к попаданию нефти на факел высокого давления, что не желательно. Если уровень нефти будет слишком низким, то на печи ПТБ вместо нефти на подогрев пойдет газ. Когда уровень воды очень маленький, то нефть может уйти на УППВ.

Чтобы решить выше указанные недостатки нами будет разработана система автоматизации, которая позволит оператору – технологу оперативно наблюдать за происходящим процессом, а также даст возможность вмешаться в процесс сепарации нефти, путем регулирования выходных клапанов регуляторов в ручном или автоматическом режиме, что приведет к более эффективной и качественной работе ЦПС.

2.3 Выбор архитектуры АС

В основе разработки архитектуры пользовательского интерфейса проекта АС лежит понятие ее профиля. Под профилем понимается набор стандартов, ориентированных на выполнение конкретной задачи. Основными целями применения профилей являются:

- снижение трудоемкости проектов АС;
- повышение качества оборудования АС;
- обеспечение расширяемости (масштабируемости) АС по набору прикладных функций;
- обеспечение возможности функциональной интеграции задач информационных систем.

Профили АС включают в себя следующие группы:

- профиль прикладного программного обеспечения;
- профиль среды АС;
- профиль защиты информации АС;
- профиль инструментальных средств АС.

В качестве профиля прикладного программного обеспечения будет использоваться открытая и готовая к использованию SCADA-система Simplight. Профиль среды АС будет базироваться на операционной системе WindowsXP. Профиль защиты информации будет включать в себя стандартные средства защиты Windows. Профиль инструментальных средств будет основываться на среде OpenPCS.

Концептуальная модель архитектуры OSE/RM ЦПС представлена на рисунке 1.

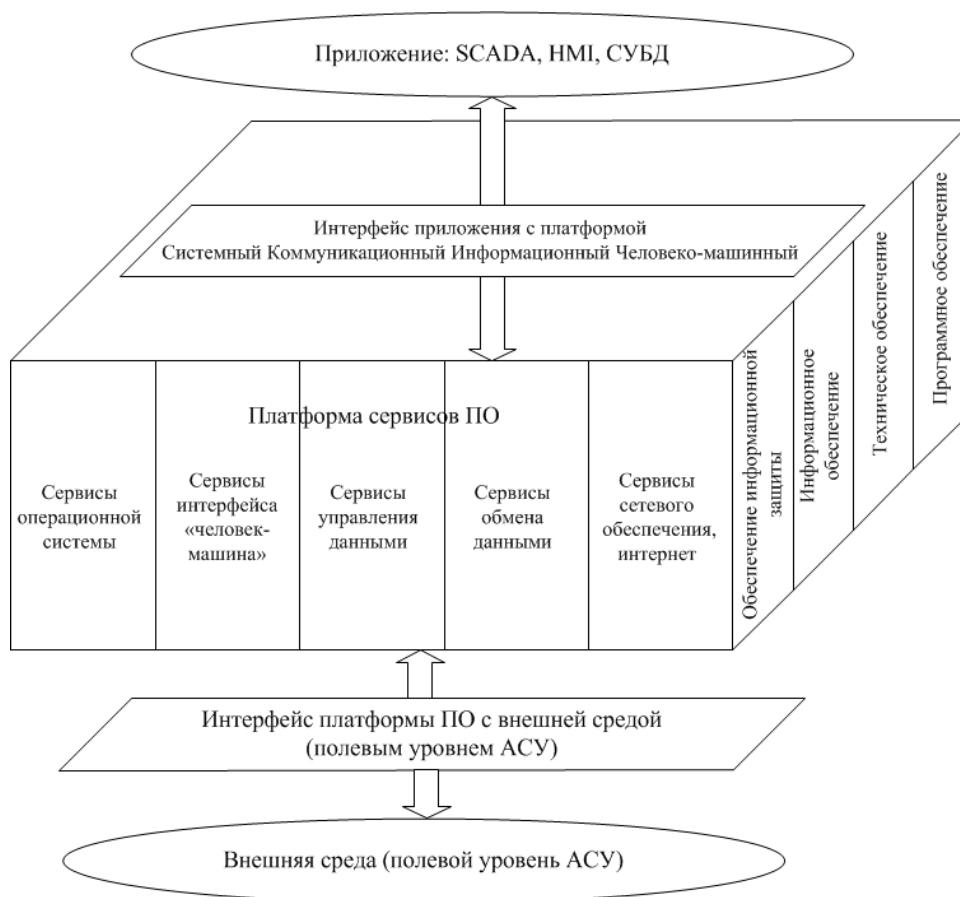


Рисунок 1 – Концептуальная модель архитектуры OSE/RM ЦПС

Концептуальная модель архитектуры OSE/RM предусматривает разбиение ПО на три уровня:

- внешняя среда;
- платформа сервисов;
- прикладное ПО.

Уровни связываются (взаимодействуют) между собой через интерфейсы.

Внешней средой АС является полевой уровень АС.

Платформа сервисов предоставляет сервисы классов API и EEI через соответствующие интерфейсы.

Верхний уровень (прикладное ПО) включает в себя SCADA-системы, СУБД и НМИ.

Наиболее актуальными прикладными программными системами АС являются открытые распределенные АС с архитектурой клиент-сервер. Для решения задач взаимодействия клиента с сервером используются стандарты OPC. Суть OPC сводится к следующему: предоставить разработчикам промышленных программ универсальный интерфейс (набор функций обмена данными с любыми устройствами АС).

На рисунке 2 приведена структура OPC-взаимодействий SCADA ЦПС.

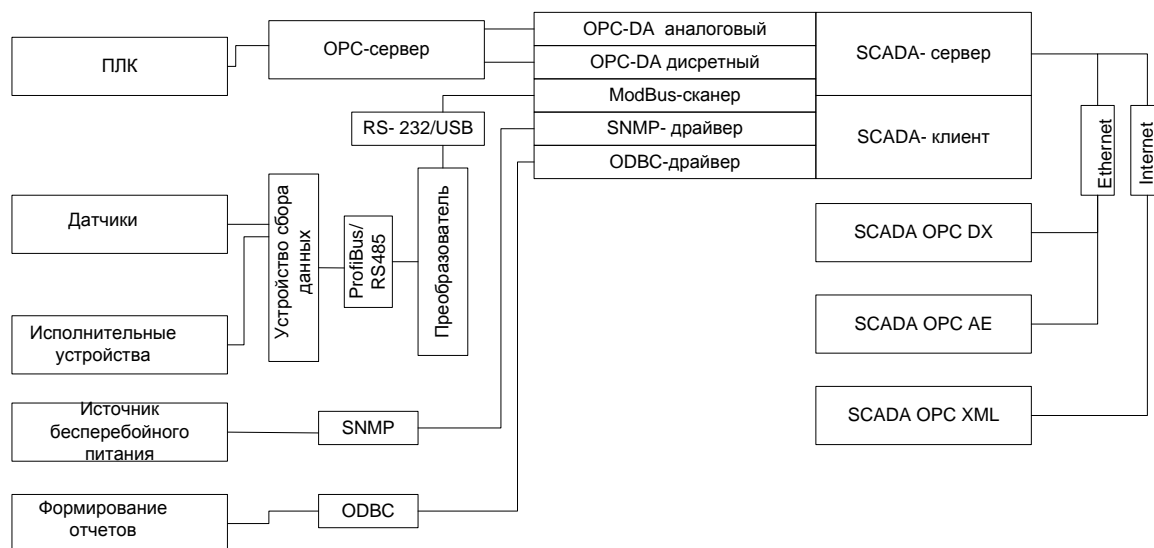


Рисунок 2 – Структура OPC-взаимодействий SCADA ЦПС

Взаимодействие ПЛК со SCADA осуществляется посредством OPC-сервера.

Датчики и исполнительные устройства связаны со SCADA посредством унифицированного токового сигнала 4...20 мА. Широко применяется для организации связи промышленного электронного

оборудования. Использует для передачи данных последовательные линии связи RS-485, RS-422, RS-232, а также сети TCP/IP. Доступ к устройствам полевого уровня (датчикам, исполнительным устройствам) со всех уровней управления предприятием осуществляется посредством стандарта PROFINET (IEC 61850), который поддерживает практически все существующие сети полевого уровня (PROFIBUS, Ethernet, AS-I, CAN, LonWorks и др.).

Связь источника бесперебойного питания со SCADA осуществляется посредством протокола SNMP, который позволяет контролировать всю сетевую инфраструктуру, управляя сетевым оборудованием различных типов, наблюдать за работой служб OSE/RM и анализировать отчеты по их работе за заданный период. SNMP предназначен для мониторинга состояния сети АС и управления сетевыми устройствами.

Формирование отчетов, информационный обмен данными в АС строится с использованием протокола ODBC, который позволяет единообразно оперировать с разными источниками данных.

Основными стандартами OPC являются следующие:

- OPC DA (DataAccess), описывающий набор функций обмена данными в реальном времени с ПЛК и другими устройствами;
- OPC AE (Alarms&Events), предоставляющий функции уведомления по требованию о различных событиях;
- OPC DX (DataExchange), предоставляющий функции организации обмена данными между OPC-серверами через сеть Ethernet;
- OPC XML-DA (XML-DataAccess), предоставляющий гибкий, управляемый правилами формат обмена данными через Intranet-среду.

Профиль среды АС должен включать в себя стандарт протокола транспортного уровня Modbus, стандарты локальных сетей (стандарт Ethernet IEEE 802.3 или стандарт FastEthernet IEEE 802.3 u), а также стандарты средств сопряжения проектируемой АС с сетями передачи данных общего назначения (в частности, RS-485, сети CAN, ProfiBus и др.).

Профиль защиты информации должен обеспечивать реализацию политики информационной безопасности. Функциональная область защиты информации включает в себя функции защиты, реализуемые разными компонентами АС [1]:

- функции защиты, реализуемые операционной системой;
- функции защиты от несанкционированного доступа, реализуемые на уровне программного обеспечения промежуточного слоя;
- функции управления данными, реализуемые СУБД;
- функции защиты программных средств, включая средства защиты от вирусов;
- функции защиты информации при обмене данными в распределенных системах;
- функции администрирования средств безопасности.

Профиль инструментальных средств, встроенных в АС, должен отражать решения по выбору методологии и технологии создания, сопровождения и развития конкретной АС. Функциональная область профиля инструментальных средств, встроенных в АС, охватывает функции централизованного управления и администрирования, связанные:

- с контролем производительности и корректности функционирования системы в целом;
- управлением конфигурацией прикладного программного обеспечения, тиражированием версий;
- управлением доступом пользователей к ресурсам системы и конфигурацией ресурсов;
- перенастройкой приложений в связи с изменениями прикладных функций АС;
- настройкой пользовательских интерфейсов (генерация экранных форм и отчетов);
- ведением баз данных системы;

- восстановлением работоспособности системы после сбоев и аварий.

2.4 Разработка структурной схемы АС

Объектом управления является ЦПС. В частности, в соответствии с ТЗ разработаем систему автоматизированного управления сепараторами, газосепараторами и каплеуловителями.

Специфика каждой конкретной системы управления определяется используемой на каждом уровне программно-аппаратной платформой. Трехуровневая структура АС приведена в приложении А

Проектируемая АСУ ТП ЦПС должна быть интегрированной с возможностью подключения в свой состав специализированных функциональных подсистем, поставляемых в комплекте с технологическим оборудованием или разрабатываемых на последующих этапах строительства ЦПС.

В системе АСУ ТП ЦПС должна быть предусмотрена защита от ошибочных действий персонала по управлению оборудованием и несанкционированного изменения программного и алгоритмического обеспечения системы.

Должна быть предусмотрена автоматическая регистрация событий, аварийных ситуаций смены состояний и действий персонала. АСУ ТП ЦПС должна создаваться в виде открытой системы, с высокой степенью унификации проектных решений, предусматривающих возможность наращивания функциональных возможностей. Система АСУ ТП ЦПС должна строиться как трехуровневая, распределенная система в соответствии с технологической структурой объекта:

- нулевой уровень (уровень распределенного ввода-вывода),
- нижний уровень (уровень технологических контроллеров),
- верхний уровень (основной и дублирующий АРМ оператора, АРМ начальника ЦПС, АРМ диспетчера ЦПС).

Нулевой уровень системы – распределенные устройства сопряжения промышленного контроллера с объектами (приборы сигнализации, измерения, электрифицированные исполнительные механизмы).

Первый уровень АСУ ТП ЦПС – уровень технологических контроллеров. Для обеспечения высокой надежности системы управления должно быть обеспечено резервирование технологических контроллеров.

Один из контроллеров должен быть основным, другой – находиться в дежурном режиме и должен быть готов принять управление каналом удаленного ввода-вывода сигналов от технических средств нижнего уровня.

Второй (верхний) уровень АСУ ТП ЦПС должен быть реализован на IBM PC совместимых компьютерах АРМ оператора, диспетчера и специалистов ЦПС.

Технические и программные средства верхнего уровня АСУ ТП ЦПС должны обеспечить:

- прием информации о контролируемых технологических параметрах от контроллеров первого уровня АСУ ТП ЦПС;
- сохранение принятой информации в архивах;
- представление хода технологических процессов ЦПС в виде мнемосхем на экранах автоматизированных рабочих мест АСУ ТП с указанием текущих значений технологических параметров;
- прием команд оператора и передачу их в адрес технологических контроллеров первого (нижнего) уровня;
- регистрация событий, связанных с контролируемым технологическим процессом и действиями оператора;
- оповещение оператора станции об обнаруженных аварийных событиях с регистрацией событий и действий оператора в журнале аварий;
- формирование отчетных документов на основе архивной информации.

Обобщенная структура управления АС приведена в Приложении Б.

Все аппаратные средства системы управления объединены между собой каналами связи. На нижнем уровне контроллер взаимодействует с датчиками и исполнительными устройствами. Связь между локальным контроллером и контроллером верхнего уровня осуществляется на базе интерфейса Ethernet.

Связь автоматизированных рабочих мест оперативного персонала между собой, а также с контроллером верхнего уровня осуществляется посредством сети Ethernet.

2.5 Функциональная схема автоматизации

Функциональная схема автоматизации является техническим документом, определяющим функционально-блочную структуру отдельных узлов автоматического контроля, управления и регулирования технологического процесса и оснащения объекта управления приборами и средствами автоматизации [1]. На функциональной схеме изображаются системы автоматического контроля, регулирования, дистанционного управления, сигнализации.

Все элементы систем управления показываются в виде условных изображений и объединяются в единую систему линиями функциональной связи. Функциональная схема автоматического контроля и управления содержит упрощенное изображение технологической схемы автоматизируемого процесса. Оборудование на схеме показывается в виде условных изображений.

При разработке функциональной схемы автоматизации технологического процесса решены следующие задачи [1]:

- задача получения первичной информации о состоянии технологического процесса и оборудования;
- задача непосредственного воздействия на технологический процесс для управления им и стабилизации технологических параметров процесса;

- задача контроля и регистрации технологических параметров процессов и состояния технологического оборудования.

В соответствии с заданием разработаны два варианта функциональных схем автоматизации:

- по ГОСТ 21.208-2013 «Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах» и ГОСТ 21.408-2013 «Система проектной документации для строительства. Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов»;

- по Стандарту американского общества приборостроителей ANSI/ISA5.1. «Instrumentation Symbols and Identification».

2.5.1 Функциональная схема автоматизации по ГОСТ 21.208-2013

Функциональная схема автоматизации выполнена согласно требованиям ГОСТ 21.404–85 и приведена в приложении В [2]. На схеме выделены каналы измерения (5-14) и каналы управления (1, 2). Контуров 1-3 и 2-4 реализуют автоматическое и ручное открытие клапанов после каплеуловителей и газосепараторов.

2.5.2 Функциональная схема автоматизации по ANSI/ISA

Функциональная схема автоматизации выполнена согласно требованиям ANSI/ISA5.1 и приведена в приложении Г [2]. Для разработки функциональной схемы автоматизации по ANSI/ISA были выбраны следующие объекты автоматизации: один трехфазный сепаратор C1-1, один каплеуловитель КУ1-1 (циклонный газосепаратор) и один вертикальный сетчатый газосепаратор ГС1. Согласно этой схеме осуществляются следующие операции:

- измерение технологических параметров сепаратора, а также на входе и выходе из него;
- измерение технологических параметров газосепаратора;

- автоматическое и ручное открытие клапанов после каплеуловителя и газосепаратора.

2.6 Разработка схемы информационных потоков ЦПС

Схема информационных потоков, которая приведена в приложении Д, включает в себя три уровня сбора и хранения информации [1]:

- нижний уровень (уровень сбора и обработки);
- средний уровень (уровень текущего хранения);
- верхний уровень (уровень архивного и КИС хранения).

На нижнем уровне представляются данные физических устройств ввода/вывода. Они включают в себя данные аналоговых сигналов и дискретных сигналов, данные о вычислении и преобразовании.

Средний уровень представляет собой буферную базу данных, которая является как приемником, запрашивающим данные от внешних систем, так и их источником. Другими словами, она выполняет роль маршрутизатора информационных потоков от систем автоматики и телемеханики к графическим экранам АРМ-приложений. На этом уровне из полученных данных ПЛК формирует пакетные потоки информации. Сигналы между контроллерами и между контроллером верхнего уровня и АРМ оператора передаются по протоколу Ethernet.

Параметры, передаваемые в локальную вычислительную сеть в формате стандарта OPC, включают в себя:

- давление нефти на входе в сепаратор С1-1, МПа;
- температура нефти на входе в сепаратор С1-1, °С;
- давление в сепараторе С1-1, МПа;
- температура в сепараторе С1-1, °С;
- расход нефти после сепаратора С1-1, м³/с;
- температура нефти после сепаратора С1-1, °С;
- расход пластовой воды после сепаратора С1-1, м³/с;
- давление газа на выходе из газосепаратора ГС1, МПа;

- давление в газосепараторе ГС1, МПа;
- верхний/нижний уровень нефти в сепараторе С1-1, мм;
- верхний/нижний уровень конденсата в газосепараторе ГС1, мм;
- верхний/нижний уровень давления газа на выходе из газосепаратора ГС1, Мпа;
- верхний/нижний уровень давления до каплеуловителя КУ1-1, МПа.
- регулирование давления газа до каплеуловителя КУ1-1
- регулирование давления газа на выходе из газосепаратора ГС1

Каждый элемент контроля и управления имеет свой идентификатор (ТЕГ), состоящий из символьной строки. Структура шифра имеет следующий вид:

AAA_BBB_CCCC_DDDDD,

где

1. AAA – параметр, 3 символа, может принимать следующие значения:
 - PRS – давление;
 - TEM – температура;
 - LEV – уровень;
 - FLW – расход;
2. BBB – код технологического аппарата (или объекта), 3 символа:
 - S1 – сепаратор С1-1;
 - GS1 – газосепараторы ГС1;
 - DR1 – каплеуловитель КУ1-1;
3. CCCC – уточнение, не более 4 символов:
 - OIL – нефть;
 - GAS – газ;
 - WATR – пластовая вода;
 - COND – конденсат;
4. DDDDD – примечание, не более 5 символов:
 - REG – регулирование;

- ALARH – верхняя предупредительная сигнализация;
- ALARL – нижняя предупредительная сигнализация.
- ENTR – вход;
- EXIT – выход;

Знак подчеркивания _ в данном представлении служит для отделения одной части идентификатора от другой и не несет в себе какого-либо другого смысла.

Кодировка всех сигналов в SCADA-системе представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Кодировка всех сигналов в SCADA-системе

Кодировка	Расшифровка кодировки
PRS_S1_OIL_ENTR	давление нефти на входе в сепаратор C1-1
TEM_S1_OIL_ENTR	температура нефти на входе в сепаратор C1-1
PRS_S1	давление в сепараторе C1-1
TEM_S1	температура в сепараторе C1-1
FLW_S1_OIL_EXIT	расход нефти после сепаратора C1-1
TEM_S1_OIL_EXIT	температура нефти после сепаратора C1-1
FLW_S1_WTR_EXIT	расход пластовой воды после сепаратора C1-1
PRS_GS1_GAS_EXIT	давление газа на выходе из газосепаратора ГС1
PRS_GS1	давление в газосепараторе ГС1
LEV_S1_OIL_ALARH	верхний уровень нефти в сепараторе C1-1
LEV_S1_OIL_ALARL	нижний уровень нефти в сепараторе C1-1
LEV_GS1_COND_ALARH	верхний уровень конденсата в газосепараторе ГС1
LEV_GS1_COND_ALARL	нижний уровень конденсата в газосепараторе ГС1
PRS_GS1_GAS_ALARH	верхний уровень давления газа на выходе из газосепаратора ГС1
PRS_GS1_GAS_ALARL	нижний уровень давления газа на выходе из газосепаратора ГС1
PRS_DR1_ALARH	верхний уровень давления до каплеуловителя КУ1-1
PRS_DR1_ALARL	нижний уровень давления до каплеуловителя КУ1-1
PRS_DR1_GAS_REG	регулирование давления газа до каплеуловителя КУ1-1
PRS_GS1_GAS_REG	регулирование давления газа на выходе из газосепаратора ГС1
Кодировка	Расшифровка кодировки
PRS_S1_OIL_ENTR	давление нефти на входе в сепаратор C1-1
TEM_S1_OIL_ENTR	температура нефти на входе в сепаратор C1-1

PRS _S1	давление в сепараторе C1-1
TEM _S1	температура в сепараторе C1-1
FLW _S1_OIL_EXIT	расход нефти после сепаратора C1-1
TEM _S1_OIL_EXIT	температура нефти после сепаратора C1-1
FLW _S1_WTR_EXIT	расход пластовой воды после сепаратора C1-1
PRS _GS1_GAS_EXIT	давление газа на выходе из газосепаратора ГС1
PRS _GS1	давление в газосепараторе ГС1
LEV _S1_OIL_ALARH	верхний уровень нефти в сепараторе C1-1
LEV _S1_OIL_ALARL	нижний уровень нефти в сепараторе C1-1
LEV _GS1_COND_ALARH	верхний уровень конденсата в газосепараторе ГС1
LEV _GS1_COND_ALARL	нижний уровень конденсата в газосепараторе ГС1
PRS _GS1_GAS_ALARH	верхний уровень давления газа на выходе из газосепаратора ГС1
PRS _GS1_GAS_ALARL	нижний уровень давления газа на выходе из газосепаратора ГС1
PRS _DR1_ALARH	верхний уровень давления до каплеуловителя КУ1-1
PRS _DR1_ALARL	нижний уровень давления до каплеуловителя КУ1-1
PRS _DR1_GAS_REG	регулирование давления газа до каплеуловителя КУ1-1
PRS _GS1_GAS_REG	регулирование давления газа на выходе из газосепаратора ГС1

Верхний уровень представлен базой данных КИС и базой данных АСУ ТП. Информация для специалистов структурируется наборами экранных форм АРМ. На мониторе АРМ оператора отображаются различные информационные и управляющие элементы. На АРМ диспетчера автоматически формируются различные виды отчетов, все отчеты формируются в формате XML. Генерация отчетов выполняется по следующим расписаниям:

- каждый четный / нечетный час (двухчасовой отчет);
- каждые сутки (двухчасовой отчет в 24.00 каждых суток);
- каждый месяц;
- по требованию оператора (оперативный отчет).

Отчеты формируются по заданным шаблонам:

- сводка по текущему состоянию оборудования;

- сводка текущих измерений.

Историческая подсистема АС сохраняет информацию изменений технологических параметров для сигналов с заранее определенной детальностью. Сохранение данных в базе данных происходит при помощи модуля истории RSView32. Данные, хранящиеся более трех месяцев, прореживаются для обеспечения необходимой дискретности.

2.7 Выбор средств реализации ЦПС

Задачей выбора программно-технических средств реализации проекта АС является анализ вариантов, выбор компонентов АС и анализ их совместимости.

Программно-технические средства АС ЦПС включают в себя: измерительные и исполнительные устройства, контроллерное оборудование, а также системы сигнализации.

Измерительные устройства осуществляют сбор информации о технологическом процессе. Исполнительные устройства преобразуют электрическую энергию в механическую или иную физическую величину для осуществления воздействия на объект управления в соответствии с выбранным алгоритмом управления. Контроллерное оборудование осуществляет выполнение задач вычисления и логических операций.

2.7.1 Выбор контроллерного оборудования ЦПС

В настоящее время промышленный рынок предлагает широкий выбор всевозможных контроллеров. Рассмотрим наиболее популярные из них. Фирма Эмикон предлагает программируемые промышленные контроллеры ЭК-2000.

Программируемые контроллеры серии ЭК-2000 предназначены для использования в системах управления, где предъявляются повышенные требования к надежности, к защите систем управления от воздействия пыли, брызг, агрессивных сред, к работоспособности в широком диапазоне температур и воздействию вибраций. Конструктивно контроллеры серии ЭК-

2000 состоят из блока вычислительного и блока кроссового, соединенных между собой кабелями.

Фирма Альбатрос предлагает промышленный комбинированный контроллер ГАММА-11, который имеет модульную структуру и предназначен для построения универсальных информационно-управляющих комплексов, обладающих гибкой структурой организации аналогового и цифрового ввода/вывода с программно-ориентированными исполняемыми функциями.

SLC-500 - это развивающееся семейство малых программируемых контроллеров фирмы AllenBradley, построенное на двух аппаратных модификациях: фиксированный контроллер с опцией расширения при помощи двухслотного шасси, или модульный контроллер до 960 точек ввода-вывода (рисунок 3).

Средства программирования и большинство модулей ввода-вывода совместимы для обеих модификаций, так что можно реализовать широкий спектр приложений с минимальной стоимостью. В дополнение к гибкости конфигурирования программируемые контроллеры SLC 500 имеют встроенный порт сети DH - 485, обеспечивая тем самым программную поддержку и мониторинг.

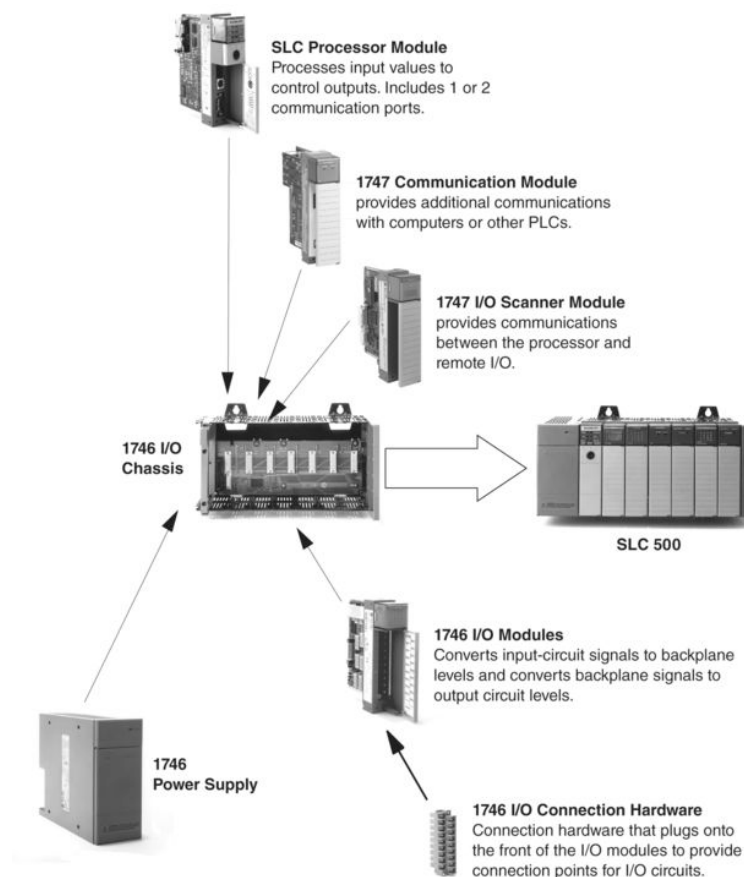


Рисунок 3 – Контроллер AllenBradleySLC-500

Из перечисленных выше контроллеров выбираем контроллер фирмы Allen-Bradley SLC-5/03, каталожный номер 1747-L532.

Характеристики процессорного блока SLC-5/03:

- память программ – 12К слов;
- дополнительное хранение данных – до 4К слов;
- максимальная ёмкость входов – 4096 дискретных входов;
- максимальная ёмкость выходов – 4096 дискретных выходов;
- максимальное число локальных шасси/слотов – 3/30;
- время сканирования программы Кслов – 1 мс (среднее);
- время сканирования Вх/Вых 0,225 мс (среднее).

Выбор модулей ввода/вывода осуществляем на основе количества и типа сигналов:

- дискретные входные сигналы – 66;
- дискретные выходные сигналы – 34;

- аналоговые входные сигналы – 52.

Блок-схема УСО ПЛК представлена на рисунке 4.

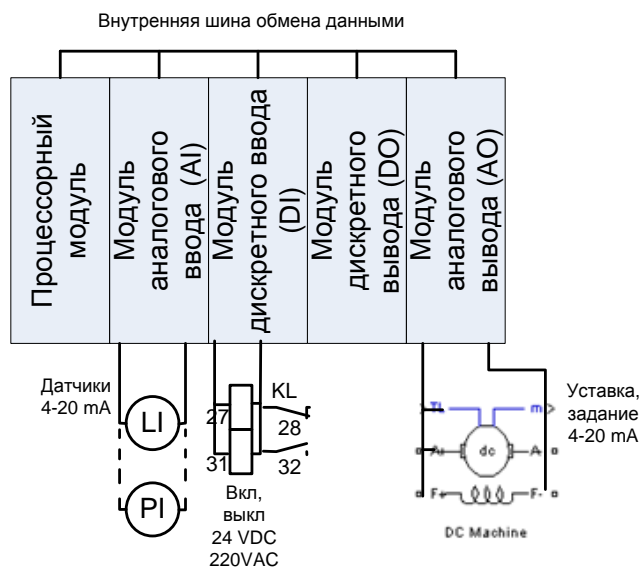


Рисунок 4 – Блок-схема УСО ПЛК

Основное назначение АСУТП на базе контроллера Allen-Bradley заключается в автоматизированном контроле и управлении параметрами технологического процесса.

Система обеспечивает:

- сбор информации о технологическом процессе подогрева нефти с помощью датчиков, установленных на аппаратах, трубопроводах и технологических агрегатах и последующей ее передачи на верхний уровень;
- обработку информации с помощью разработанного алгоритма и программного обеспечения;
- визуализацию полученной информации на мониторе компьютера в режиме удобном для восприятия оператором;
- хранение информации о технологических параметрах за любые промежутки времени в памяти компьютера;
- выдачу текстовых и графических сводок в виде таблиц, графиков и сообщений;
- выдачу аварийных звуковых и текстовых сообщений;

- автоматическое регулирование технологических параметров (температуру нефти на выходе печей, подачу топливного газа и т.д.);
- автоматическое управление агрегатами (воздуходувки, вентиляторы) по команде оператора с верхнего уровня управления или по аварийным сигналам от датчиков;
- диагностику работоспособности полевого оборудования (датчиков) и контроллеров.

Главное преимущество предлагаемого контроллера – это возможность передачи технологической информации на верхний уровень системы сбора информации, и тем самым повышается оперативность принятия решений аппаратом управления.

2.7.2 Выбор датчиков

2.7.2.1 Датчик уровня ультразвуковой ДУУ2М

Датчик предназначен для непрерывного контроля уровня жидких продуктов в емкостях технологических и товарных парков.

Датчики уровня ультразвуковые ДУУ2М (рисунок 5) предназначены для измерения уровня различных жидкостей, уровней раздела сред многофазных жидкостей (нефть – эмульсия – подтоварная вода и т.п.), а также измерения температуры и давления контролируемой среды.



Рисунок 5 – Датчик уровня ультразвуковой ДУУ2М

Датчики ДУУ2М имеют выходной сигнал в формате внутреннего протокола ЗАО "Альбатрос" и применяются в системах автоматизации производственных объектов нефтегазовой, нефтехимической, химической, энергетической, металлургической, пищевой и др. отраслей промышленности в аппаратах с атмосферным или избыточным (до 2,0 МПа) давлением.

Датчик осуществляет:

- контактное автоматическое измерение уровня жидких продуктов;
- контактное автоматическое измерение уровня раздела несмешиваемых жидких продуктов;
- измерение температуры контролируемой среды.

Датчики состоят из:

- первичного преобразователя (ПП) датчика;
- чувствительного элемента (ЧЭ);
- поплавка (поплавков) с постоянным магнитом, скользящего по ЧЭ.

Номинальные значения климатических факторов согласно ГОСТ 15150 для вида климатического исполнения ОМ1,5, но при этом значения следующих факторов устанавливают равными:

- рабочая температура внешней среды от минус 45 до +75 °С;
- влажность воздуха 100 % при 35 °С (категория 5 исполнения ОМ);
- пределы изменения атмосферного давления от 84 до 106,7 кПа;
- тип атмосферы III, IV (морская и приморскопромышленная).

Степень защиты IP68 по ГОСТ 14254 (пыленепроницаемость и защита при длительном погружении в воду).

По устойчивости к механическим воздействиям датчик соответствует исполнению N1 по ГОСТ 12997.

Параметры контролируемой среды:

- рабочее избыточное давление не более 2,0 МПа;
- температура от минус 45 до +65 °С;

- плотность жидкости от 600 до 1500 кг/м³.

Диапазон измерения:

- длина чувствительного элемента от 1,5 до 4 м;
- температура контролируемой среды от минус 45 до +65 °С.

Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности определения положения уровня не более ± 5 мм [5].

2.7.2.2 Сигнализатор уровня ультразвуковой СУР-5

Сигнализатор уровня ультразвуковой СУР-5 (рисунок 6) предназначен для сигнализации уровня различных жидкостей в одной точке технологических емкостей и управления технологическими агрегатами и установками на объектах.



Рисунок 6 – Сигнализатор уровня ультразвуковой СУР-5

Принцип работы прибора:

- Прибор состоит из датчика положения уровня, выдающего информацию о положении уровня жидкости в виде частотного сигнала, и вторичного преобразователя ПВС4, обеспечивающего питание подключенного к нему датчика, обработку его сигналов, индикацию полученных результатов и выдачу управляющих сигналов.
- Определение положения уровня жидкости основано на различии способности пропускать ультразвуковые колебания жидкостями и газами.
- Принцип работы датчика основан на измерении интервала времени между выдачей возбуждающего импульса на пьезоэлемент

возбуждения и регистрацией полученного отклика от пьезоэлемента чувствительного, которые разделены рабочим зазором.

Предельные параметры контролируемой среды:

- рабочая температура среды от минус 45 до +100 °С;
- верхнее значение избыточного давления не более 4,0 МПа.

Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности определения положения уровня не более ± 10 мм.

Номинальный вынос чувствительной зоны датчика – от 0,25 до 4,0 м.

2.7.2.3 Датчик давления Метран-100 ДИ 1152

Датчик для измерения избыточного давления МЕТРАН 100-ДИ (модели 1152) предназначен для преобразования избыточного давления в стандартный токовый сигнал дистанционной передачи (рисунок 7).



Рисунок 7 – Датчик для измерения избыточного давления МЕТРАН-100-ДИ

Управление параметрами датчика: кнопочное со встроенной панели; с помощью HART-коммуникатора или компьютера; с помощью программы ICP-Master и компьютера или программных средств АСУТП. Также присутствуют встроенный фильтр радиопомех, внешняя кнопка установки "нуля" и непрерывная самодиагностика.

Рабочая среда: жидкость, газ, пар.

Взрывозащищенность: датчики соответствуют ГОСТ Р51333.0 и ГОСТ

P51330.10. Вид взрывозащиты "искробезопасная электрическая цепь" с уровнем взрывозащиты "особо взрывоопасный" с маркировкой ExiaIICT5X или "взрывобезопасный" с маркировкой ExibIICT5X.

Выходной сигнал:

- 4-20 мА (2-проводная линия связи);
- 0-20 или 0-5 мА (4-проводная линия связи).

Перегрузка: до 12% от P_{max} датчика.

Атмосферное давление 84...106,7 кПа.

Диапазон температур окружающей среды -40 ... +70 °С.

Смещение нуля калиброванного диапазона измерений до 96% от максимального верхнего предела измерений датчика P_{max} .

Перенастройка диапазонов измерений в пределах: до 25:1.

Диапазон измерений давления 0,1 ... 2,5 МПа.

Демпфирование время успокоения выходного сигнала при ступенчатом изменении входного давления программируется от 0,2 до 25,6 с.

Сертификация Сертификат Госстандарта России RU.C.30.004.A №11320.

Утвержден тип средств измерений "Датчики давления "Метран-100", который зарегистрирован в Гос. реестре средств измерений по №22235001 и допущен к применению в РФ.

Степень защиты от пыли и воды IP65 [6].

2.7.2.4 Расходомер кориолисовый Метран-360

Предназначен для измерения массового и вычисления объемного расхода жидких и газообразных сред, используется в системах автоматического контроля и управления технологическими процессами в различных отраслях промышленности, а также в системах коммерческого учета.



Рисунок 8 – Расходомер кориолисовый Метран-360

Принцип действия: под воздействием задающей катушки расходомерная трубка колеблется с резонансной частотой.

В результате эффекта Кориолиса, возникающем при движении среды в колеблющейся трубке, различные её части изгибаются друг относительно друга. Этот изгиб приводит к взаимному рассогласованию по фазе колебаний различных участков расходомерной трубки, которое преобразуется электромагнитными детекторами скорости в выходной сигнал датчика расхода.

Основные технические характеристики:

- модель датчика R050S;
- расход жидкости л/ч $Q_{\min}=8$ $Q_{\max}=4080$;
- пределы относительной погрешности $\pm 0,5\%$;
- температура измеряемой среды от -40 до $+125^{\circ}\text{C}$;
- рабочее избыточное давление в трубопроводе до 30 МПа;
- взрывозащищенное исполнение с маркировкой ExibIICT3(T4-T6).
- степень защиты от пыли и воды соответствует исполнению IP66.

2.7.2.5 Преобразователь расхода вихреакустический Метран-300ПР

Метран-300ПР – вихреакустический преобразователь объемного расхода с ультразвуковым детектированием вихрей.

Предназначен для технологического и коммерческого учета расхода и объема воды и водных растворов.



Рисунок 9 – Преобразователь расхода вихреакустический Метран-300ПР
Измеряемые среды: вода и водные растворы.

Основные технические характеристики:

- диапазон температур измеряемой среды: 1...150°C;
- избыточное давление измеряемой среды в трубопроводе до 1,6 МПа;
- пределы измерения 6 ..700 м³/ч;
- предел относительной погрешности измерений $\pm 1,0\%$;
- степень защиты от пыли и воды IP65 по ГОСТ 14254-96 [6].

2.7.2.6 Нормирование погрешности канала измерения

Нормирование погрешности канала измерения выполняется в соответствии с РМГ 62-2003 «Обеспечение эффективности измерений при управлении технологическими процессами. Оценивание погрешности измерений при ограниченной исходной информации ВНИИМС Госстандарта».

В качестве канала измерения выберем канал измерения расхода. Требование к погрешности канала измерения не более 1 %. Разрядность АЦП составляет 12 разрядов.

Расчет допустимой погрешности измерения расходомера производится по формуле

$$\delta_1 \leq \sqrt{\delta^2 - (\delta_2^2 + \delta_3^2 + \delta_4^2 + \delta_5^2 + \delta_6^2)},$$

где $\delta = 1\%$ – требуемая суммарная погрешность измерения канала измерений при доверительной вероятности 0,95;

δ_2 – погрешность передачи по каналу измерений;

δ_3 – погрешность, вносимая АЦП;

δ_4 , δ_5 , δ_6 – дополнительные погрешности, вносимые соответственно окружающей температурой, температурой измеряемой среды, электропроводностью измеряемой среды.

Погрешность, вносимая двенадцатиразрядным АЦП, рассчитывается следующим образом:

$$\delta_3 = \frac{1 \cdot 100}{2^{12}} = 0,02 \text{ \%}.$$

Погрешность передачи по каналу измерений устанавливается рекомендациями:

$$\delta_2 = \frac{1 \cdot 15}{100} = 0,15 \text{ \%}.$$

При расчете учитываются также дополнительные погрешности, вызванные влиянием:

- температуры окружающего воздуха;
- температуры измеряемой среды;
- электропроводностью измеряемой среды.

Дополнительная погрешность, вызванная температурой окружающего воздуха, устанавливается согласно рекомендации:

$$\delta_4 = \frac{1 \cdot 27}{100} = 0,27 \text{ \%}.$$

Дополнительная погрешность, вызванная температурой измеряемой среды, устанавливается согласно рекомендации [4]:

$$\delta_5 = \frac{1 \cdot 27}{100} = 0,27 \text{ \%}.$$

Дополнительная погрешность, вызванная электропроводностью измеряемой среды, устанавливается согласно рекомендации:

$$\delta_6 = \frac{1 \cdot 8}{100} = 0,08 \text{ \%}.$$

Следовательно, допускаемая основная погрешность расходомера должна не превышать

$$\delta_1 \leq \sqrt{1 - (0,0225 + 0,0004 + 0,0729 + 0,0729 + 0,0064)} = 0,9.$$

В итоге видно, что основная погрешность выбранного расходомера не превышает допустимой расчетной погрешности. Следовательно, прибор пригоден для использования.

2.7.3 Выбор системы сигнализации АС

Сигнализация – это одна из основных функций АС. Для этого используются звуковые и световые индикаторы, специальные экранные формы.

Сигнализация служит для предоставления следующих видов информации:

- индикация – для привлечения внимания оператора или передачи ему сигнала о выполнении определенного действия. Для этого обычно используют красный, желтый, зеленый и голубой цвета;
- подтверждение – для подтверждения команды, состояния или режима, окончания изменения или переходного периода. Для этого обычно используют белый и голубой цвета. В некоторых случаях может применяться зеленый цвет.

2.7.3.1 Сигнализатор загазованности СТМ-10

Предназначен для автоматического непрерывного контроля взрывоопасных концентраций многокомпонентных воздушных смесей горючих газов и паров.



Рисунок 10 – Сигнализатор загазованности СТМ-10

Область применения:

- в процессе добычи, переработки, транспортировки газа, нефти и нефтепродуктов;
- на объектах газовых и автомобильных хозяйств, на заправках;
- на производствах лаков и красок; на складах ГСМ;
- на танкерах и других судах речных и морских пароходств.

Принцип работы – термохимический. Режим работы – непрерывный.

Датчики сигнализаторов СТМ-10 выполнены во взрывобезопасном исполнении с маркировкой по взрывозащите 1ExdIICT4. Диапазон измерения, НКПР: 0 - 50%. Диапазон сигнальных концентраций, НКПР: 5 - 50%, пороги регулируемые.

Основная абсолютная погрешность, % НКПР не более:

- для измерения ± 5 ;
- для срабатывания сигнализации ± 1 .

Время срабатывания сигнализации, не более 10 с. Питание, (В):

- переменное 220;
- резервное постоянное 24.

2.7.4 Выбор исполнительных механизмов

Исполнительным устройством называется устройство в системе управления, непосредственно реализующее управляющее воздействие со стороны регулятора на объект управления путем механического перемещения регулирующего органа.

Регулирующее воздействие от исполнительного устройства должно изменять процесс в требуемом направлении для достижения поставленной задачи – стабилизации регулируемой величины.

В процессе перекачки нефти необходимо регулировать давление на выходе ПНС таким образом, чтобы оно было не выше заданного исходя из условий прочности трубопровода и не ниже заданного давления на входе в МНС с учетом потери давления при прохождении через УУН исходя из условий кавитации насоса. В качестве исполнительного механизма для регулирования давления нефти будем использовать клапан с электроприводом.

В качестве способа регулирования давления будем использовать метод дросселирования (рисунок 12), так как он является наиболее простым [3].

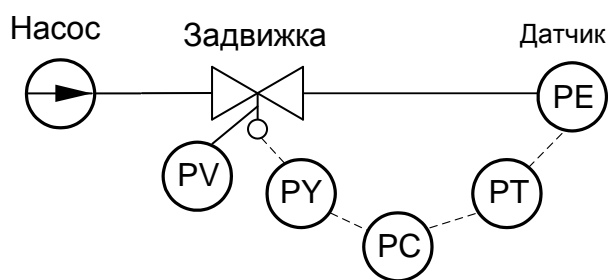


Рисунок 11 – Управление давлением посредством дросселирования:

Для быстрого и плавного изменения величины давления в настоящее время наибольшее распространение получил метод дросселирования потока. Дросселирующим устройством может служить задвижка (кран, вентиль) или специальная шайба. Применяются также дроссельные втулки.

Для дросселирования используют задвижку только на напорном трубопроводе насоса, но не на всасывающем. Дросселирование всасывающей задвижкой увеличит сопротивление линии всасывания и может вывести насос на режим кавитации.

Регулирование подачи задвижкой удобно тем, что с ее помощью можно быстро изменить режим работы насоса в зависимости от обстоятельств, т. е. если насос работает в переменном режиме. В то же время, если требуется какая-то определенная подача, то после остановки насос

необходимо снова регулировать, выводя его на заданный режим работы. В этом случае следует применять дроссельную шайбу, которая обеспечит постоянный перепад давления (при постоянном расходе).

Выбран конструкционный тип клапана – клеточно-плунжерный регулирующие-отсечной типа КМР.

Пропускную способность клапана $K_v(\text{м}^3/\text{час})$ рассчитывают по формуле [3]:

$$K_v = Q_{\max} \sqrt{\frac{\Delta p_0}{\Delta p}} \cdot \sqrt{\frac{\rho}{\rho_0}},$$

где Δp_0 – потеря давления на клапане (ее принимают равной 1 кгс/см²);

Δp – изменение давления в трубопроводе до и после клапана;

ρ – плотность среды (кг/м³);

$\rho_0 = 1000 \text{ кг/м}^3$ – плотность воды (в соответствии с определением значения K_v).

Исходными данными для расчета пропускной способности являются следующие:

Δp_0 – потеря давления на клапане принята равной 1 кгс/см²;

Δp – изменение давления в трубопроводе 0,5 кгс/см²;

ρ – плотность нефти 888 кг/м³;

Q_{\max} – максимальное значение расхода 50 м³/ч.

Расчетная пропускная способность клапана должна быть не менее 65,8 м³/ч.

В соответствии с таблицей зависимости диаметра трубопровода от расхода жидкости получен присоединительный размер клапана к трубопроводу – $D_y = 80 \text{ мм}$.

Из всех возможных вариантов выбираем клапан, подходящий по параметрам: трёхходовый регулирующий клапан КР-1-ТР (рисунок 12).



Рисунок 12 – Трёхходовый регулирующий клапан KP-1-TP

Технические характеристики клапана приведены в таблице №2 [13].

Таблица 2 – Основные технические характеристики KP-1-TP

Номинальный ход штока, мм	10	20
Тип электрического привода	МЭПК-2500	
Условное давление PN, МПа	1,6	
Относительная нерегулируемая протечка, % от KN, не более	0,4	
Температура рабочей среды, °C	от 0 до +180	
Напряжение питания, В	~220 (50 Гц)	
Потребляемая мощность, Вт:	43	
Диапазон температуры окружающего воздуха, °C	от -10 до +50	
Материал корпусных деталей	чугун СЧ 20	
	сталь 20Л (25Л, 30Л, 35Л, 40Л, 45Л)	
	нержавеющая сталь 12Х18Н10Т	
Тип затвора	клеточный клапан	
Тип соединения	фланцевое по ГОСТ 12815-80	

К данному клапану подобран прямоходный электропривод МЭПК-2500, который используется для приведения в действие запорно-регулирующей арматуры (рисунок 19).



Рисунок 13 – Прямоходный электропривод МЭПК-2500

Электропривод МЭПК-2500 передаёт усилие штоку арматуры при его поступательном перемещении и применяется с в системах автоматического регулирования технологическими процессами в соответствии с командными сигналами регулирующих и управляющих устройств.

Функции механизмов и приводов МЭПК-2500, работающих в системах автоматического регулирования:

- автоматическое, дистанционное или ручное открытие и закрытие арматуры, останов арматуры в любом промежуточном положении;
- автоматическое, дистанционное или ручное открытие и закрытие арматуры;
- указание степени открытия (закрытия) арматуры на шкале местного указателя;
- позиционирование рабочего органа арматуры в любом промежуточном положении;
- формирование дискретного сигнала о промежуточных и конечных положениях рабочего органа арматуры и динамики его перемещения.

Отличительные особенности МЭПК-2500:

- электропривод обеспечивает выполнение заявленных технических параметров при отклонении питающего напряжения от -15 % до +10 % от номинальных значений;
- срок службы изделия 15 лет;

- работа в экстремальных условиях: при повышенной температуре, запылённости, сильной вибрации;
- надёжность, простота в обслуживании, ремонтпригодность.

Технические характеристики прямоходного электропривода МЭПК-2500 (в обычном исполнении) представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Технические характеристики МЭПК-2500

Характеристики	Значения				
Усиление на штоке в положении, Н:					
- конечном	800	800	1600	1600	2500
- среднем	365	440	940	730	1440
Номинальное время полного хода выходного штока, с	25	63	63	125	125
Номинальное значение полного хода штока, мм	20	40	20	40	20
Тип блока сигнализации положения	Р/М	Р/М	Р/М	Р/М	Р/М
Год разработки	99	99	99	99	99
Электрическое питание МЭПК-2500	однофазное				
Климатическое исполнение	У3.1/Т3				
Потребляемая мощность, Вт	43		36		
Тип электродвигателя	ДСОР 68-0,25-150		ДСОР 68-0,16-150		
Масса, кг, не более	5,2				

Привод регулируется частотным преобразователем Danfoss VLT Micro Drive FC-051. Частотный преобразователь Danfoss VLT Micro Drive FC-051 - универсальный компактный общепромышленный привод, имеет векторную и скалярную системы управления двигателем. Преобразователь превосходно подходит даже для комплексной автоматизации, повышает энергоэффективность и производительность систем.



Рисунок 14 – Преобразователь частоты Danfoss VLT Micro Drive FC-051

Привод обладает высокой функциональностью, надежностью, удобством для пользователя.

Для оптимизации энергоэффективности и функционирования можно настроить около 100 параметров.

Основные функциональные возможности частотного преобразователя Danfoss VLT Micro Drive:

- повышенная прочность и устойчивость к внешним воздействиям;
- многоцелевой привод;
- встроенный ПИД-регулятор;
- встроенный интерфейс RS-485 FC-Protocol, Modbus RTU;
- векторное управление, управление по вольт-частотной характеристике U/F;
- автоматическая оптимизация энергопотребления (АЕО);
- автоматическая адаптация к двигателю;
- встроенный программируемый логический контроллер;
- 150% перегрузка в течении 1 минуты;
- электронное тепловое реле;
- встроенный фильтр ВЧ помех;
- возможность снятия и установки панели управления во время работы, функция копирования.

2.7.4.1 Пускатель бесконтактный реверсивный ПБР-2М

Пускатель бесконтактный реверсивный ПБР-2М предназначен для бесконтактного управления электрическими исполнительными механизмами, в приводе которых используются однофазные конденсаторные электродвигатели.

Пускатель имеет следующие модификации:

- ПБР-2М.01-для механизмов, имеющих электромагнитный тормоз;
- ПБР-2М.02-для механизмов, имеющих механический тормоз.

Область применения: системы автоматического регулирования технологическими процессами в энергетической и других отраслях промышленности.

Пускатель соответствует требованиям ТУ4218-007-54079067-2005.

Динамические характеристики пускателя:

- быстродействие (время запаздывания коммутаций выходных ключей при подаче или снятии управляющего сигнала) не более 25ms;
- разница между длительностями входного и выходного сигналов не более 20ms.

Пускатель допускает работу в повторно-кратковременном реверсивном режиме с частотой включений до 630 в час при ПВ 25%.

Норма средней наработки на отказ с учетом технического обслуживания 100 000 часов.

Средний срок службы пускателя – 10 лет [7].

2.7.4.2 Блок ручного управления – БРУ-42

Блок ручного управления БРУ-42 рассчитан на применение в автоматизированных системах управления технологическими процессами(АСУТП) и предназначен для переключения цепей управления исполнительными устройствами, индикации положения цепей.

Основные функции:

- ручное или дистанционное переключение с автоматического режима на ручной и обратно;
- управление исполнительными механизмами с помощью кнопок "больше-меньше";
- индикация положения выходного вала исполнительного механизма с помощью миллиамперметра;
- световая индикация режимов управления и состояния цепей управления;
- определение положения регулирующего органа.

Основные параметры блока ручного управления:

- блок БРУ-42 имеет модифицированные исполнения, в которых жгут с контактным разъемом заменен установленным в корпус блока, стандартным 25-ти контактным разъемом типа D-SUB;
- пределы изменения входного сигнала 4 – 20 мА;
- входное сопротивление 200 Ом;
- электрическое питание – переменный ток номинальным напряжением 24В и частотой 50Гц;
- потребляемая мощность – не более 2,5 В*А;
- масса не более 0,8 кг [8].

2.8 Разработка схемы внешних проводок

Схема внешней проводки приведена в приложении Е. Первичные и внешние приборы включают в себя измерители давления Метран-100 ДИ 1152, расположенные на входе в сепаратор, в сепараторе, на выходе из него, в газосепараторе, на входе в каплеуловитель, расходомеры Метран-360, расположенные на выходе из сепаратора, сигнализаторы уровня нефти СУР5-0,7-4,0-ОМ1,5, расположенные на сепараторе и газосепараторе, а также датчики температуры ДУУ2М, расположенные на входе в сепаратор, на сепараторе и на выходе из сепаратора. Для преобразования излученного и принятого сигнала уровнемера используется преобразователь сигнала

Метран-300ПР. Таким образом, на выходе уровнемера имеется унифицированный токовый сигнал 4...20 мА. В расходомерах сигнал с диафрагмы преобразуется в унифицированный токовый сигнал 4...20 мА. Сигнализаторы работают в двух режимах: «сухой» и «мокрый» контакты. В режиме «сухой» контакт при погружении вилки сигнализатора в жидкость, контакты размыкаются, а при извлечении вилки из жидкости контакты коммутируются. В режиме «мокрый» контакт при погружении вилки сигнализатора в жидкость, контакты коммутируются, а при извлечении вилки из жидкости контакты размыкаются.

Для передачи сигналов от расходомеров и датчиков давления на щит КИПиА используются по два провода, а для сигнализаторов и датчиков температуры – четыре провода. В качестве кабеля выбран КВВГ. Этот кабель имеет медные токопроводящие жилы с пластмассовой изоляцией в пластмассовой оболочке, с защитным покровом и предназначен для неподвижного присоединения к электрическим приборам, аппаратам и распределительным устройствам номинальным переменным напряжением до 660 В частотой до 100 Гц или постоянным напряжением до 1000 В при температуре окружающей среды от -50°C до +50°C. Медные токопроводящие жилы кабелей КВВГ выполнены однопроволочными. Изолированные жилы скручены. Кабель прокладывается в трубе диаметром 20 мм [1].

2.9 Выбор алгоритмов управления АС ЦПС

В автоматизированной системе на разных уровнях управления используются различные алгоритмы [1]:

- алгоритмы пуска (запуска)/ останова технологического оборудования (релейные пусковые схемы) (реализуются на ПЛК и SCADA-форме),
- релейные или ПИД-алгоритмы автоматического регулирования технологическими параметрами технологического оборудования (управление

положением рабочего органа, регулирование расхода, уровня и т. п.) (реализуются на ПЛК),

- алгоритмы управления сбором измерительных сигналов (алгоритмы в виде универсальных логически завершенных программных блоков, помещаемых в ППЗУ контроллеров) (реализуются на ПЛК),

- алгоритмы автоматической защиты (ПАЗ) (реализуются на ПЛК),

- алгоритмы централизованного управления АС (реализуются на ПЛК и SCADA-форме) и др.

В данной работе разработаны следующие алгоритмы АС:

- алгоритм пуска/останова технологического оборудования,

- алгоритм сбора данных измерений,

- алгоритм автоматического регулирования технологическим параметром.

Для представления алгоритма пуска/останова и сбора данных будем использовать правила ГОСТ 19.002.

2.9.1 Алгоритм сбора данных измерений

В качестве канала измерения выберем канал измерения уровня нефти в сепараторе. Для этого канала разработаем алгоритм сбора данных. Алгоритм сбора данных с канала измерения уровня нефти в сепараторе представлен на рисунке 14.

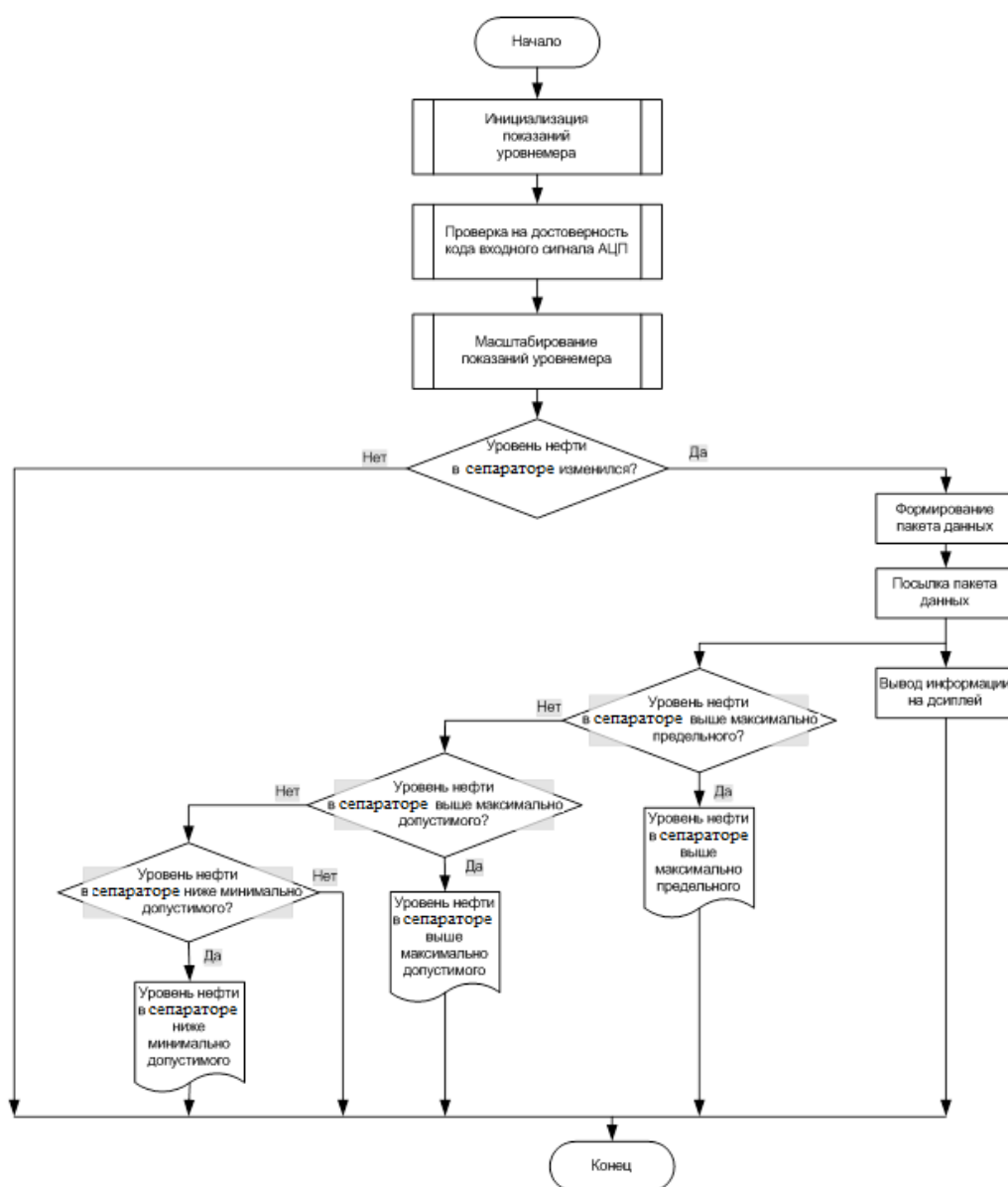


Рисунок 15 – Алгоритм сбора данных с канала измерения уровня нефти в резервуаре

2.9.2 Алгоритм пуска пуска/останова технологического оборудования

В качестве технологического оборудования выберем сепаратор ЦПС. Для выбранного технологического оборудования разработаем алгоритм пуска/останова. Алгоритм пуска/останова сепаратора ЦПС представлен на рисунке 15.

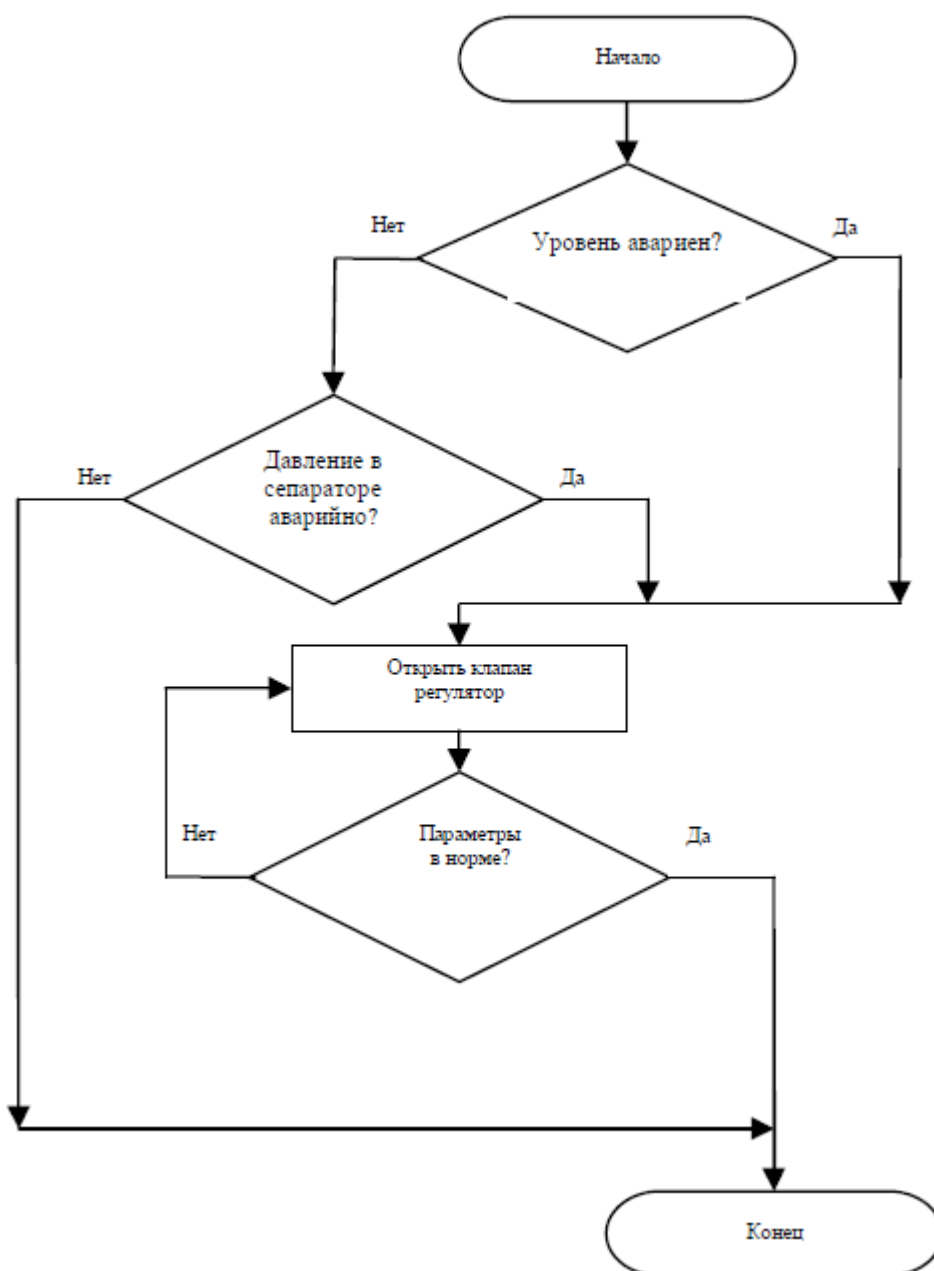


Рисунок 16 – Алгоритм пуска/останова сепаратора ЦПС (авария)

2.9.3 Алгоритм автоматического регулирования технологическим параметром

В процессе сепарации и обработки нефти на ЦПС необходимо поддерживать давление нефти в трубопроводе на выходе из газосепаратора, чтобы оно не превышало заданного уровня, исходя из условий прочности трубопровода, и не падало ниже заданного уровня. Поэтому в качестве регулируемого параметра технологического процесса выбираем давление нефти в трубопроводе на выходе из газосепаратора. В качестве алгоритма

регулирования будем использовать алгоритм ПИД регулирования, который позволяет обеспечить хорошее качество регулирования, достаточно малое время выхода на режим и невысокую чувствительность к внешним возмущениям (рисунок 16).

Структурная схема автоматического регулирования давлением приведена в приложении Ж. Данная схема состоит из следующих основных элементов: задание, настройка задания, ПИД-регулятор, регулирующий орган, объект управления, возмущение.

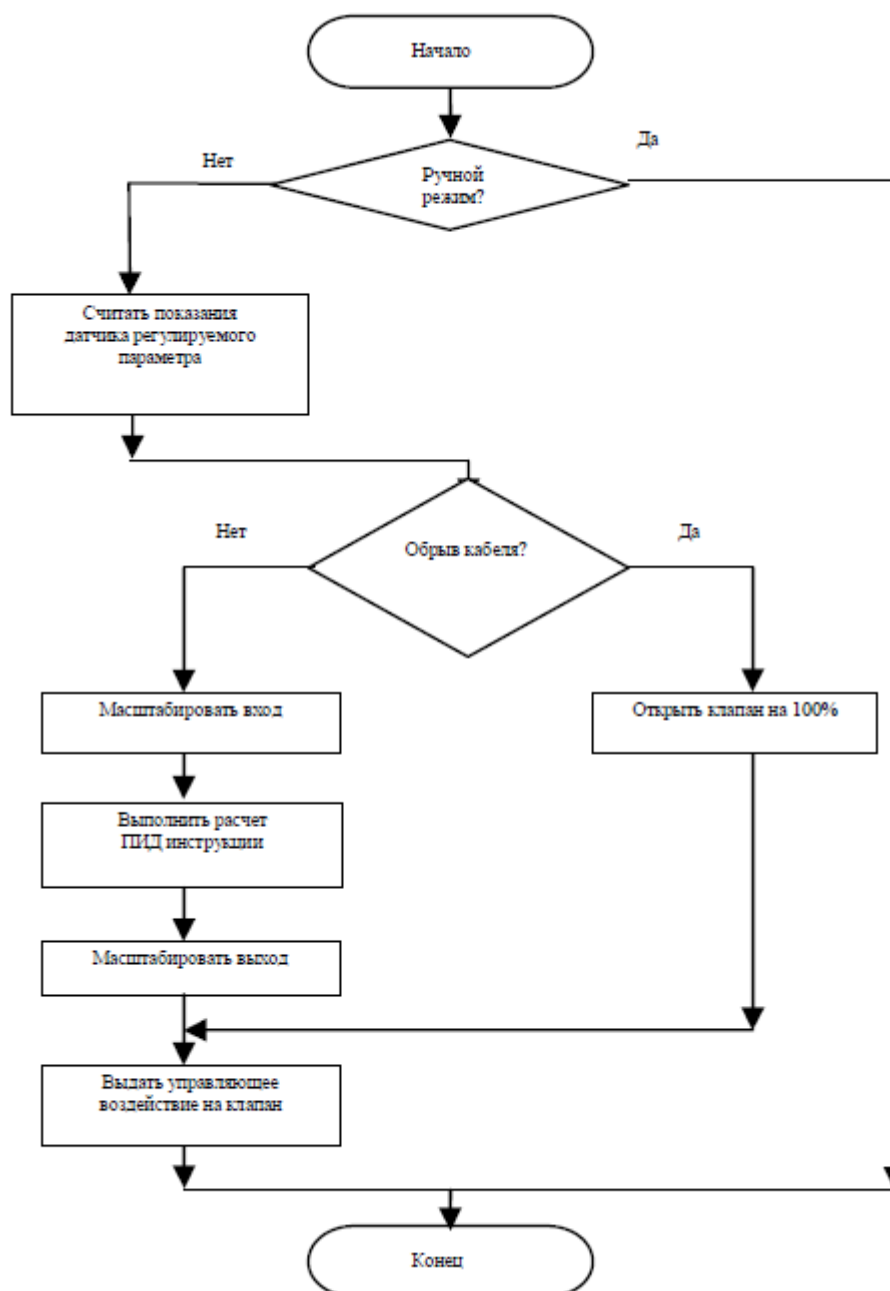


Рисунок 17 – Алгоритм подпрограммы «ПИД-регулятор»

Определим передаточные функции основных элементов структурной схемы регулирования [3].

Объектом управления является участок трубопровода между точкой измерения давления и регулирующим органом. Длина этого участка определяется правилами установки датчика и регулирующих органов и составляет 10 метров. Динамика объекта управления $W(p)$, выраженная как отношение «расход вещества через клапан» (объемный расход жидкости после клапана) к «расходу вещества через расходомер» (измеряемый объемный расход жидкости) приближенно описывается апериодическим звеном первого порядка с чистым запаздыванием. Воспользовавшись типовой передаточной функцией трубопровода согласно [3] для схемы управления насосом дросселированием потока на линии нагнетания передаточная функция участка регулируемого объемного расхода жидкости трубопровода будет:

$$W(p) = \frac{Q_k(p)}{Q(d)} = \frac{1}{Tp+1} e^{-\tau_0 p},$$

$$T = \frac{2Lfc^2}{Q}, \quad \tau_0 = \frac{Lf}{Q}, \quad c = \frac{Q}{f} \sqrt{\frac{\rho}{2\Delta p}}, \quad f = \frac{\pi d^2}{4},$$

где $Q_k(p)$ – объемный расход жидкости после клапана;

$Q(p)$ – измеряемый объемный расход жидкости;

γ – удельный вес жидкости;

L – длина участка трубопровода между точкой измерения и точкой регулирования;

d – диаметр трубы;

f – площадь сечения трубы;

Δp – перепад давления на трубопроводе;

τ_0 – запаздывание;

T – постоянная времени.

Характеристики объекта управления приведены в таблице №7.

Таблица 4 – Характеристики объекта управления

	Наименование	Ед.изм.	Количество
1	Удельный вес газа	кг/м ³	0,72
2	Рабочее давление в трубопроводе,	МПа	0,7
3	Объемный расход газа	м ³ /ч	50
4	Длина участка трубопровода	м	10
5	Диаметр трубы	мм	80
6	Перепад давления на трубопроводе	кгс/см ³	0,5

Постоянная времени была определена

из документации частотного преобразователя и равная 0.1 сек.

Коэффициент

передачи электропривода равен 3,14, т.к. максимальная скорость 1500 об/мин.

Постоянная времени электропривода подобрана из технической документации, которая равна 1,2 сек.

Набор схемы в пакете Simulink представлен на рисунке 17.

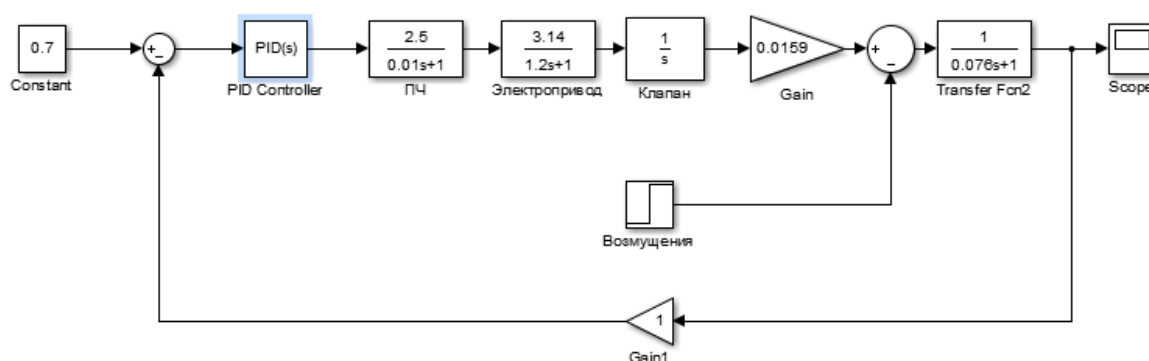


Рисунок 18 – Схема набора в пакете Simulink

С помощью встроенного тюнера (настройщика) в Simulink выбираем наиболее подходящую форму переходного процесса – с отсутствием перерегулирования и малым временем переходного процесса. Запишем рекомендуемые настройщиком рекомендуемые параметры:

Процесс настройки ПИД-регулятора показан на рисунке 18.

Function Block Parameters: PID Controller

PID Controller

This block implements continuous- and discrete-time PID control algorithms and includes advanced features such as anti-windup, external reset, and signal tracking. You can tune the PID gains automatically using the 'Tune...' button (requires Simulink Control Design).

Controller: PID Form: Parallel

Time domain:

☒ Continuous-time
☐ Discrete-time

Main PID Advanced Data Types State Attributes

Controller parameters

Proportional (P): 13.2640336319593 [Compensator formula](#)

Integral (I): 0.191888606651491

Derivative (D): 15.0301082467654

Filter coefficient (N): 6.13180607143944

$$P + I \frac{1}{s} + D \frac{N}{1 + N \frac{1}{s}}$$

Рисунок 18 – Настройщик ПИД-регулятора в Simulink

График переходного процесса САР после настройки ПИД-регулятора можно наблюдать на рисунке 19.

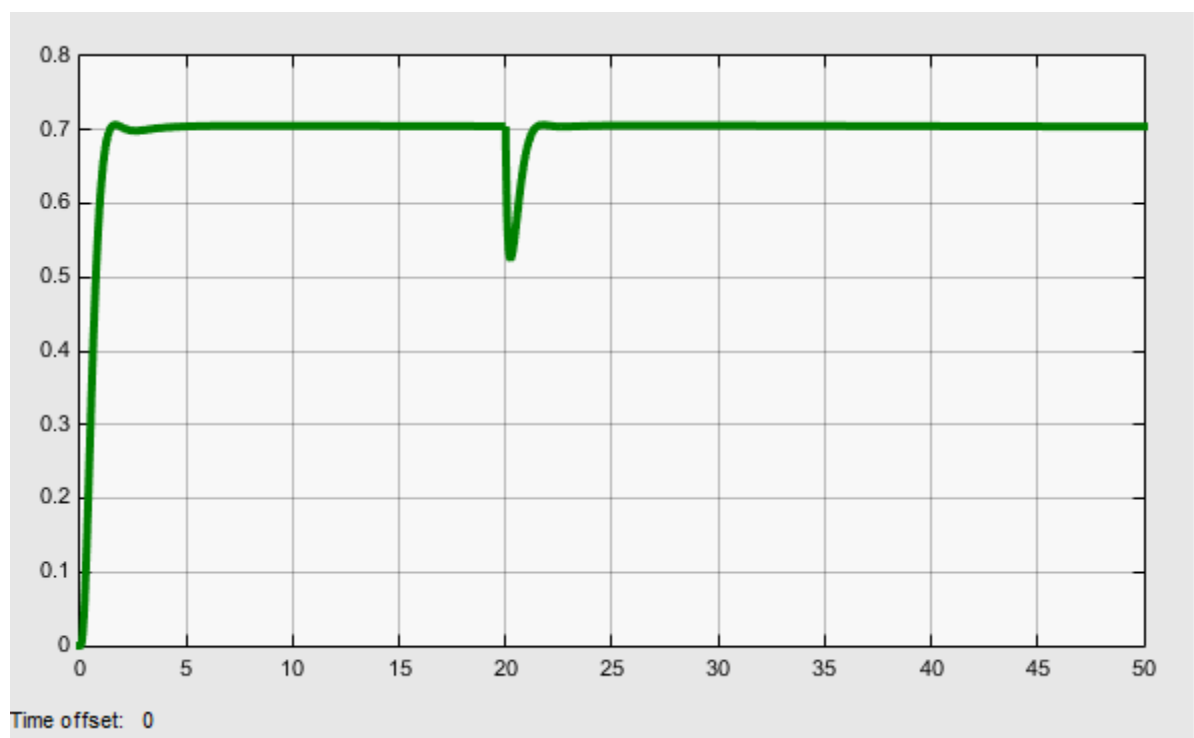


Рисунок 19 – Переходная характеристика САР после настройки ПИД-регулятора

Из рисунка видно, что время переходного процесса составляет порядка 3 секунд. Наличие малого перерегулирования положительно влияет на износ исполнительных механизмов.

2.10 Экранные формы АС ЦПС

Система RSView32 – это интегрированное программное обеспечение человеко-машинного интерфейса (HMI) для сбора данных, оперативного контроля и управления автоматизированными устройствами и технологическими процессами. Производитель RSView32 – компания Rockwell Automation, признанный мировой лидер в области производства комплексных средств для автоматизации. RSView32 – это программный продукт, являющийся одним из компонентов комплекса средств для визуализации технологических процессов ViewAnyWare компании Rockwell Automation.

ViewAnyWare – это набор операторских интерфейсов, PC-совместимых рабочих станций и ПО, имеющий следующие общие черты:

- высокая надёжность оборудования и ПО;
- интуитивно понятный интерфейс пользователя;
- использование только открытых коммуникационных стандартов;
- совместимость с полным спектром аппаратных платформ AllenBradley;
- открытая и гибкая архитектура, основанная на DNA for Manufacturing фирмы Microsoft.

2.10.1 Описание операторского интерфейса

Существует ряд требований, предъявляемых к современному пользовательскому интерфейсу оператора:

- интерфейс программы должен быть интуитивно понятным пользователю;
- интерфейс должен быть удобным, т.е. для достижения какого-либо результата пользователю нужно выполнить минимум операций;

- программа, работающая в автоматическом режиме должна вести протокол.

Разработанный пользовательский интерфейс отвечает вышеперечисленным требованиям.

В области видеокadra АРМ оператора доступна мнемосхема газоперекачивающего агрегата (приложение 3).



Рисунок 19 – Экран «Меню»

2.10.2 Описание экрана «Входные сепараторы»

На экране «Входные сепараторы», представлена мнемосхема технологического процесса площадки входных сепараторов (рисунок 23). На мнемосхеме присутствует изображения двух сепараторов (С1/1..С1/2), устройства предварительного отбора газа (УПОГ), каплеуловители (КУ1/1..КУ1/2) и двух газосепараторов (ГС1..ГС2). Кроме того, на мнемосхеме присутствуют следующие объекты: Р –давление газа в сепараторе и газосепараторе, Н – уровень сырья в сепараторе, НН – уровень раздела фаз «вода-нефть», процент открытия клапана, QН – расход нефти, а также кнопки переключения между экранами проекта (Меню, НГВР). Для лучшего восприятия изменения технологического параметра уровня нефти,

раздела фаз и уровня нефти в кармане сепаратора существует анимация, изображенная на сепараторе.

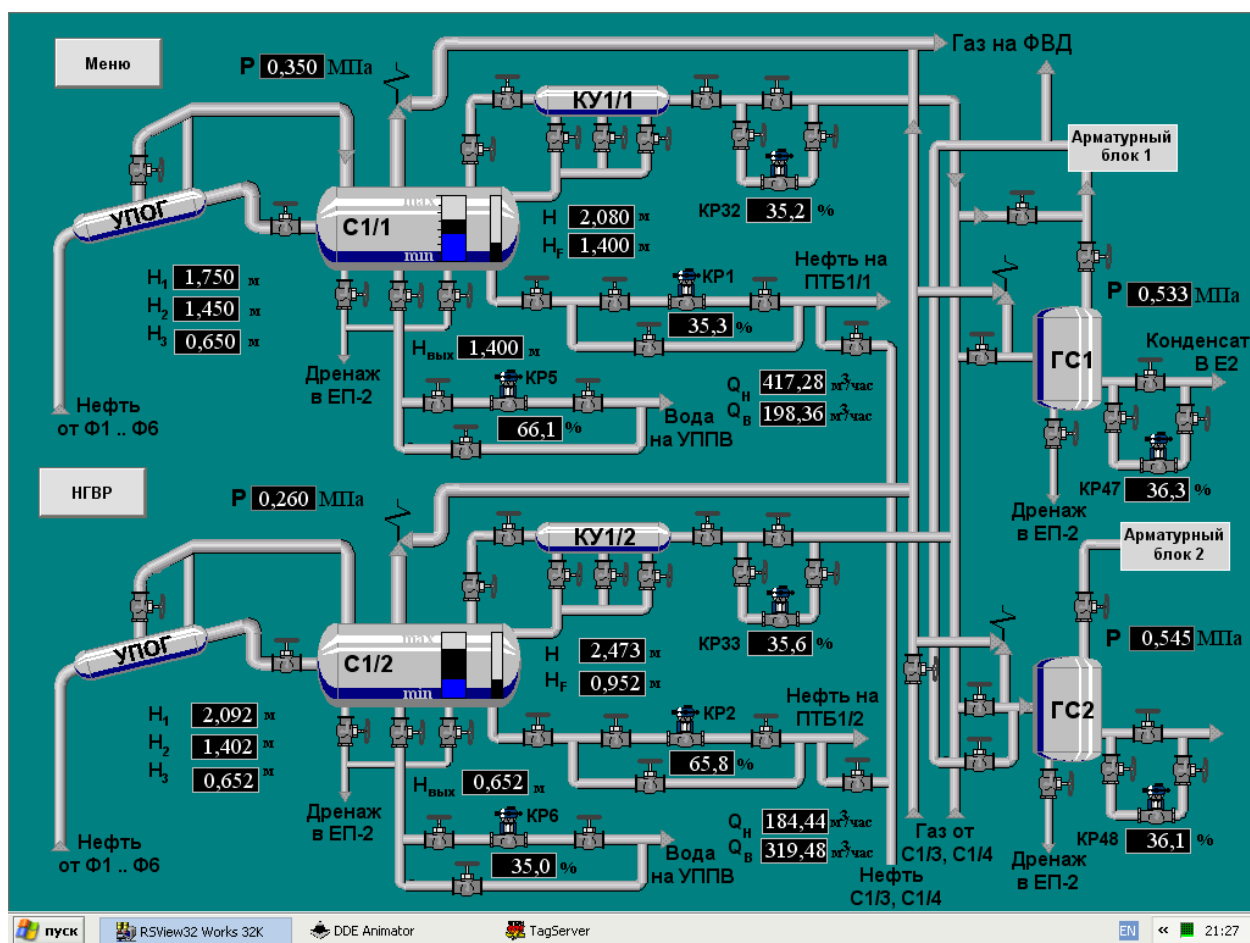


Рисунок 20 – Экран «Входные сепараторы (НГВР) и газосепараторы»

Для каждого из объектов системы существует набор переменных, значения которых либо отображаются на индикаторах, либо передаются в программу, при использовании оператором соответствующих органов управления объектами.

2.10.3 Мнемознаки

На рисунке 22 представлен мнемознак аналогового параметра [5].



Рисунок 21 – Мнемознак аналогового параметра

В части 1 отображается значение аналогового параметра.

Приняты следующие цвета части 3 для отображения аналогового параметра:

- серый цвет – параметр достоверен и в норме;
- красный цвет – параметр достоверен и достиг предельного (максимального или минимального) значения;
- желтый цвет – параметр недостоверен;

Красный цвет части 2 устанавливается до тех пор, пока параметр не примет требуемое значение.

В части 3 отображается единица измерения аналогового параметра.

На рисунке 25 представлен мнемознак «Задвижка» [5].

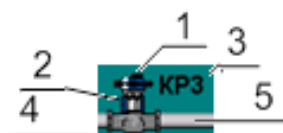


Рисунок 22 – Мнемознак «Задвижка»

Часть 1 отображает режимы управления задвижкой:

- серый цвет – управление отключено;
- желтый цвет – местное управление;
- красный цвет – авария по управлению (невозможность управления задвижкой).

При невыполнении команд управления «Открыть», «Закрыть» и «Стоп» часть 2 окрашивается в красный цвет.

Часть 3 предназначена для отображения номера задвижки.

Части 4 и 5 предназначены для отображения состояния задвижки:

- обе части зеленого цвета – задвижка открыта;
- обе части желтого цвета – задвижка закрыта;
- одна часть зеленого, другая желтого цвета – промежуточное положение;
- обе части серого цвета – неопределенное состояние.

- обе части красного цвета – авария (срабатывание моментного выключателя).

На рисунке 25 представлен мнемознак «Сепаратор» [5].

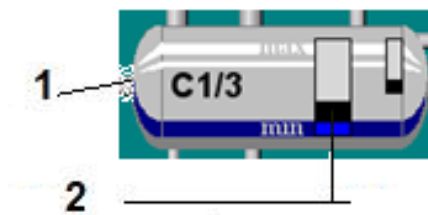


Рисунок 23 – Мнемознак «Сепаратор»

Часть 1 предназначена для отображения названия и номера сепаратора

Часть 2 – сигнализация предельных значений уровня содержимого сепаратора. Часть 2 используется для отображения дискретных состояний и предельных значений аналогового параметра, и принимает следующий вид:

- состояние 2.1 (часть 2 – желтого цвета) – допустимый нижний уровень (значение дискретного параметра);
- состояние 2.2 (часть 2 – зеленого цвета) – норма;
- состояние 2.3 (часть 2 – желтого цвета) – допустимый верхний уровень (значение дискретного параметра);
- состояние 2.4 (часть 2 – красного цвета) – предельный верхний уровень (значение дискретного параметра).

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-8ТЗ1	Пищенко Александру Сергеевичу

Инженерная школа	ИШИТР	Отделение	Автоматизации и робототехники
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Автоматизация технологических процессов и производств

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Оклады участников проекта, нормы рабочего времени, ставки налоговых отчислений во внебюджетные фонды, районный коэффициент
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Определение назначения объекта и определение целевого рынка
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Планирование этапов работ, составление графика работ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Оценка сравнительной эффективности проекта

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. График проведения и бюджет НИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ШИП	Шаповалова Наталья Владимировна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8ТЗ1	Пищенко Александр Сергеевич		

3. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности

3.1 Анализ конкурентных технических решений

Данный анализ проводится с помощью оценочной карты (таблица 6). Для оценки эффективности научной разработки сравниваются проектируемая система АСУ ТП, существующая система АСУ ТП, и проект АСУ ТП сторонней компанией.

Позиция разработки и конкурентов оценивается по каждому показателю экспертным путем по пятибалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная. Веса показателей, определяемые экспертным путем, в сумме должны составлять 1.

Таблица 6 – Оценочная карта

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Проект АСУ ТП	Существующая система управления	Разработка АСУ ТП сторонней компанией	Проект АСУ ТП	Существующая система управления	Разработка АСУ ТП сторонней компанией
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
Информативность	0,18	5	2	4	0,9	0,36	0,72
Удобство в эксплуатации	0,08	4	2	4	0,32	0,16	0,32
Помехоустойчивость	0,05	2	3	2	0,1	0,15	0,1
Энергоэкономичность	0,11	2	3	2	0,22	0,33	0,22
Надежность	0,15	5	2	5	0,75	0,3	0,75
Уровень шума	0,05	2	2	2	0,1	0,1	0,1
Безопасность	0,16	5	3	5	0,8	0,48	0,8
Потребность в ресурсах памяти	0,03	2	5	3	0,06	0,15	0,09
Функциональная мощность (предоставляемые возможности)	0,05	1	2	1	0,05	0,1	0,05
Простота эксплуатации	0,07	5	3	4	0,35	0,21	0,28
Простота интерфейса	0,07	5	3	4	0,35	0,21	0,28
Экономические критерии оценки эффективности							
Конкурентоспособность продукта	0,03	4	1	3	0,12	0,03	0,09

Уровень проникновения на рынок	0,03	2	3	3	0,06	0,09	0,09
Цена	0,06	3	4	3	0,18	0,24	0,18
Предполагаемый срок эксплуатации	0,06	5	3	5	0,3	0,18	0,3
Послепродажное обслуживание	0,1	4	3	3	0,4	0,3	0,3
Итого:	1	38	30	36	4	2,55	3,71

Согласно оценочной карте можно выделить следующие конкурентные преимущества разработки: цена разработки ниже, повышение надежности и безопасности, простота эксплуатации и интерфейса.

3.2 Планирование научно-исследовательских работ

3.3.1 Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- 1) определение структуры работ в рамках научного исследования;
- 2) определение участников каждой работы;
- 3) установление продолжительности работ;
- 4) построение графика проведения научных исследований.

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой могут входить научные сотрудники и преподаватели, инженеры, техники и лаборанты, численность групп может варьироваться. По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей.

В данном разделе необходимо составить перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, провести распределение исполнителей по видам работ. Примерный порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 7.

Таблица 7 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследования	2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер
	3	Изучение существующих объектов проектирования	Инженер
	4	Календарное планирование работ	Руководитель, инженер
Теоретическое и экспериментальное исследование	5	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Инженер
	6	Построение макетов (моделей) и проведение экспериментов	Инженер
	7	Сопоставление результатов экспериментов с теоретическими исследованиями	Инженер
Обобщение и оценка результатов	8	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, инженер
	9	Определение целесообразности проведения ОКР	Руководитель, инженер
Разработка технической документации и проектирование	10	Разработка функциональной схемы автоматизации по ГОСТ и ANSI/ISA	Инженер
	11	Составление перечня вход/выходных сигналов	Инженер
	12	Составление схемы информационных потоков	Инженер
	13	Разработка схемы внешних проводок	Инженер
	14	Разработка алгоритмов сбора данных	Инженер
	15	Разработка алгоритмов автоматического регулирования	Инженер
	16	Разработка структурной схемы автоматического регулирования	Инженер
	17	Проектирование SCADA-системы	Инженер
Оформление отчета	18	Составление пояснительной записки	Инженер

3.3.2 Разработка графика проведения научного исследования

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ необходимо перевести из рабочих дней в календарные дни. Для этого необходимо рассчитать коэффициент календарности по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 118} = 1,48$$

где $T_{\text{КАЛ}}$ – календарные дни ($T_{\text{КАЛ}} = 365$);

$T_{\text{ВЫХ}}$ – выходные дни ($T_{\text{ВЫХ}} = 104$);

$T_{\text{ПР}}$ – праздничные дни ($T_{\text{ПР}} = 14$).

В таблице 8 приведены расчеты длительности отдельных видов работ.

Таблица 8 – Временные показатели проведения работ

	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях	Длительность работ в календарных днях
	t min	t max	t ож			
Составление и утверждение технического задания	1	2	1,4	1	1,4	2
Подбор и изучение материалов по теме	2	5	3,2	1	3,2	5
Изучение существующих объектов проектирования	2	5	3,2	1	3,2	5
Календарное планирование работ	0,5	1	0,7	2	0,35	1
Проведение теоретических расчетов и обоснований	1	3	1,8	1	1,8	3
Построение макетов (моделей) и проведение экспериментов	2	4	2,8	1	2,8	4
Сопоставление результатов экспериментов с теоретическими исследованиями	0,5	1	0,7	1	0,7	1
Оценка эффективности полученных результатов	0,5	1	0,7	2	0,35	1
Определение целесообразности проведения ОКР	0,5	1	0,7	2	0,35	1

Разработка функциональной схемы автоматизации по ГОСТ и ANSI/ISA	1	2	1,4	1	1,4	2
Составление перечня вход/выходных сигналов	0,5	1	0,7	1	0,7	1
Составление схемы информационных потоков	0,5	1	0,7	1	0,7	1
Разработка схемы внешних проводок	1	3	1,8	1	1,8	3
Разработка алгоритмов сбора данных	1	3	1,8	1	1,8	3
Разработка алгоритмов автоматического регулирования	0,5	1	0,7	1	0,7	1
Разработка структурной схемы автоматического регулирования	2	4	2,8	1	2,8	4
Проектирование SCADA-системы	2	5	3,2	1	3,2	5
Составление пояснительной записки	1	3	1,8	1	1,8	3
Итого:	Руководитель				2,45	5
	Инженер				27,65	44

На основе таблицы 8 построим календарный план-график. График строится для максимального по длительности исполнения работ в рамках научно-исследовательского проекта. В таблице 10 приведен календарный план-график с разбивкой по месяцам и декадам (10 дней) за период времени дипломирования.

Таблица 9 – План-график

№ работ	Вид работ	Исполнители	Продолжительность выполнения работ						
			Февраль	Март			Апрель		
				1	2	3	1	2	3
1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель							
2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер							
3	Изучение существующих объектов проектирования	Инженер							
4	Календарное планирование работ	Руководитель Инженер							
5	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Инженер							
6	Построение макетов (моделей) и проведение экспериментов	Инженер							

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб	Затраты на материалы, руб
Контроллер "AllenBradleySLC-500"	шт.	1	79 248	99060,00
Расходомер "Метран-300ПР"	шт.	2	41 526	95509,80
Датчики давления "МЕТРАН 100-ДИ"	шт.	5	26 589	152886,75
Датчик уровня "ДУУ2М"	шт.	3	80 897	279094,65
Сигнализатор уровня "СУР-5"	шт.	2	45 471	104583,30
Сигнализатор загазованности "СТМ-10"	шт.	2	32 145	77148,00
Клапан КР-1-ТР	шт.	25	58 465	1753950,00
Прямоходный электропривод МЭПК-2500	шт.	25	32 450	973500,00
Итого:				3535732,50

3.4.2 Расчет затрат на специальное оборудование

В данной статье расхода включаются затраты на приобретение специализированного программного обеспечения для программирования ПЛК фирмы Allen-Bradley. В таблице 12 приведен расчет бюджета затрат на приобретение программного обеспечения для проведения научных работ:

Таблица 12 - Расчет бюджета затрат на приобретения ПО

Наименование	Количество единиц, шт	Цена единицы оборудования, руб	Общая стоимость, руб
Simplight Scada	1	14 200	14 200
итого:			14 200

3.4.3 Основная заработная плата исполнителей темы

В настоящую статью включается основная заработная плата научных и инженерно-технических работников, участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20 –30 % от тарифа или оклада. Расчет основной заработной платы сводится в таблицу.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{он}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}}$$

Где $Z_{\text{м}}$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб. дня $M = 11,2$ месяца, 5-дневная неделя;

$F_{\text{д}}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

При расчете заработной платы приняты оклады инженера и руководителя согласно окладам ООО «СПМК».

Оклад инженера составляет 22 000 руб.

Оклад руководителя составляет 28 000 руб.

На предприятии действует районный коэффициент 30%.

Расчет основной заработной платы приведен в таблице 13.

Таблица 13 – Основная заработная плата

Исполнители	Тарифная заработная плата, руб	Районный коэффициент, %	Месячный должностной оклад работника, руб	Среднедневная заработная плата, руб	Продолжительность работ, кал.дн	Заработная плата основная, руб
Руководитель	28000	30%	36400	1654,54	5	8272,7
Инженер	22000	30%	28600	1300	44	57200
Итого:						65472,7

3.4.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и

общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.).

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$З_{\text{допР}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}} = 0,15 \cdot 8272,7 = 1240,9 \text{ руб.}$$

$$З_{\text{допИ}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}} = 0,15 \cdot 57200 = 8580 \text{ руб.}$$

3.4.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Отчисления во внебюджетные фонды представлены в таблице 14:

Таблица 14 - отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб	Дополнительная заработная плата, руб
Руководитель проекта	8272,7	1240,9
Инженер	57200	8580
Коэффициент отчисления во внебюджетные фонды, %	30	30
Итого:	19641,81	2946,27

3.4.6 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$\begin{aligned} З_{\text{накл}} &= (3535732,50 + 14200 + 65472,7 + 9820,9 + 22588,08) \cdot 0,015 \\ &= 54717,2 \text{ руб} \end{aligned}$$

Где 0,015 - коэффициент, учитывающий накладные расходы.

3.4.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект приведен в таблице 15:

Таблица 15 – расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.
1. Материальные затраты	3535732,50
2. Затраты на специальное оборудование	14200,00
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	65472,7
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	9820,9
5. Отчисления во внебюджетные фонды	22588,08
6. Накладные расходы	54717,2
7. Бюджет затрат НТИ	3702531,38

3.5 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

В данной работе разработан проект автоматизации площадки входных сепараторов на базе контроллера SLC 500 американской фирмы AllenBradley. Составлена программа для данного контроллера. Разработан удобный HMI (человеко-машинный интерфейс).

Произведен расчет экономической эффективности, который показал, что внедрение автоматизированной системы позволило увеличить объем производства за счет оснащения современным оборудованием и модернизации системы нефтеперекачивающей станции. Новая автоматизированная система позволяет сократить количество операторов, обслуживающих систему. Увеличилась надежность системы за счет внедрения современного оборудования.

Подобранные приборы и контроллер достаточно надежны и современны, что гарантирует безотказную и эффективную работу технологического процесса.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-8Т31	Пищенко Александру Сергеевичу

Инженерная школа	ИШИТР	Отделение	Автоматизации и робототехники
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Автоматизация технологических процессов и производств

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>Анализ оборудования автоматизированной системы</i>	1. Описание надежности и безопасности оборудования 2. Описание датчиков и повышение надежности системы
<i>Связь контроллера и оператора</i>	3. Обеспечение информационной безопасности
<i>Интерфейсы оператора</i>	4. Удобство и защита использования мнемосхемы

Перечень графического материала:

<i>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</i>	Мнемосхема УДХ
---	----------------

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ИШХБТ	Невский Егор Сергеевич			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т31	Пищенко Александр Сергеевич		

4. Социальная ответственность

Введение

В данном разделе выпускной квалификационной работы представлены и рассмотрены основные факторы, оказывающие влияние на работников предприятия, такие как производственная и экологическая безопасность. Также разработан комплекс мероприятий, снижающий негативное воздействие проектируемой деятельности на работников и окружающую среду.

В ВКР рассматривается автоматизация системы управления центральным пунктом сбора и подготовки нефти. При полной автоматизации роль обслуживающего персонала ограничивается общим наблюдением за работой оборудования, настройкой и наладкой аппаратуры. В данном разделе выпускной квалификационной работы дается характеристика надежности и безопасности используемого оборудования и датчиков, а также рассмотрены меры по обеспечению информационной безопасности и удобства работы оператора с интерфейсами.

4.1.1 Описание надежности и безопасности оборудования

Для автоматизированного контроля и управления параметрами технологического процесса в данном проекте используется АСУТП на базе контроллера Allen-Bradley.

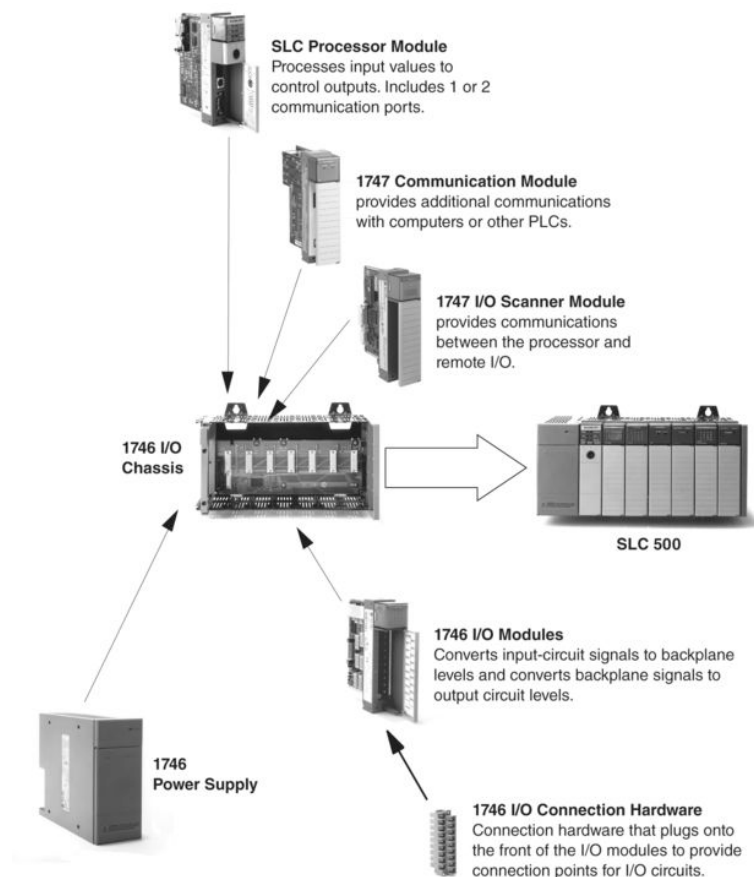


Рисунок 27 – Контроллер AllenBradleySLC-500

Характеристики процессорного блока SLC-5/03:

- память программ – 12К слов;
- дополнительное хранение данных – до 4К слов;
- максимальная ёмкость входов – 4096 дискретных входов;
- максимальная ёмкость выходов – 4096 дискретных выходов;
- максимальное число локальных шасси/слотов – 3/30;
- время сканирования программы Кслов – 1 мс (среднее);
- время сканирования Вх/Вых 0,225 мс (среднее).
- требования к окружающей среде – 0....60С °;
- температура хранения – -40....85°;
- вибрационные нагрузки – 2.5 Gs на 57...2000 Hz;
- ударные нагрузки – 30 Gs.

Выбор модулей ввода/вывода осуществляем на основе количества и типа сигналов:

- дискретные входные сигналы – 66;
- дискретные выходные сигналы – 34;
- аналоговые входные сигналы – 52;

Система обеспечивает:

- сбор информации о технологическом процессе подогрева нефти с помощью датчиков, установленных на аппаратах, трубопроводах и технологических агрегатах и последующей ее передачи на верхний уровень;
- обработку информации с помощью разработанного алгоритма и программного обеспечения;
- визуализацию полученной информации на мониторе компьютера в режиме удобном для восприятия оператором;
- хранение информации о технологических параметрах за любые промежутки времени в памяти компьютера;
- выдачу текстовых и графических сводок в виде таблиц, графиков и сообщений;
- выдачу аварийных звуковых и текстовых сообщений;
- автоматическое регулирование технологических параметров (температуру нефти на выходе печей, подачу топливного газа и т.д.);
- автоматическое управление агрегатами (воздуходувки, вентиляторы) по команде оператора с верхнего уровня управления или по аварийным сигналам от датчиков;
- диагностику работоспособности полевого оборудования (датчиков) и контроллеров.

Главное преимущество предлагаемого контроллера – это возможность передачи технологической информации на верхний уровень системы сбора информации, и тем самым повышается оперативность принятия решений аппаратом управления.

4.2 Описание датчиков и повышение надежности системы

4.2.1 Датчик уровня ультразвуковой ДУУ2М

Для непрерывного контроля уровня жидких продуктов в емкостях технологических и товарных парков используются ультразвуковые датчики уровня.

Датчики уровня ультразвуковые ДУУ2М (рисунок 28) предназначены для измерения уровня различных жидкостей, уровней раздела сред многофазных жидкостей (нефть – эмульсия – подтоварная вода и т.п.), а также измерения температуры и давления контролируемой среды.



Рисунок 28 – Датчик уровня ультразвуковой ДУУ2М

Датчики ДУУ2М имеют выходной сигнал в формате внутреннего протокола ЗАО "Альбатрос" и применяются в системах автоматизации производственных объектов нефтегазовой, нефтехимической, химической, энергетической, металлургической, пищевой и др. отраслей промышленности в аппаратах с атмосферным или избыточным (до 2,0 МПа) давлением.

Датчик осуществляет:

- контактное автоматическое измерение уровня жидких продуктов;
- контактное автоматическое измерение уровня раздела несмешиваемых жидких продуктов;
- измерение температуры контролируемой среды.

Датчики состоят из:

- первичного преобразователя (ПП) датчика;
- чувствительного элемента (ЧЭ);
- поплавка (поплавков) с постоянным магнитом, скользящего по ЧЭ.

Номинальные значения климатических факторов согласно ГОСТ 15150 для вида климатического исполнения ОМ1,5, но при этом значения следующих факторов устанавливают равными:

- рабочая температура внешней среды от минус 45 до +75 °С;
 - влажность воздуха 100 % при 35 °С (категория 5 исполнения ОМ);
 - пределы изменения атмосферного давления от 84 до 106,7 кПа;
 - тип атмосферы III, IV (морская и приморскопромышленная).
- Степень защиты IP68 по ГОСТ 14254 (пыленепроницаемость и защита при длительном погружении в воду).

По устойчивости к механическим воздействиям датчик соответствует исполнению N1 по ГОСТ 12997.

Параметры контролируемой среды:

- рабочее избыточное давление не более 2,0 МПа;
- температура от минус 45 до +65 °С;
- плотность жидкости от 600 до 1500 кг/м³.

Диапазон измерения:

- длина чувствительного элемента от 1,5 до 4 м;
- температура контролируемой среды от минус 45 до +65 °С.

Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности определения положения уровня не более ± 5 мм [5].

4.2.2 Сигнализатор уровня ультразвуковой СУР-5

Для сигнализации уровня различных жидкостей в одной точке технологических емкостей и управления технологическими агрегатами и установками на объектах, используется сигнализатор уровня ультразвуковой СУР-5 (рисунок 29).



Рисунок 29 – Сигнализатор уровня ультразвуковой СУР-5

Принцип работы прибора:

- Прибор состоит из датчика положения уровня, выдающего информацию о положении уровня жидкости в виде частотного сигнала, и вторичного преобразователя ПВС4, обеспечивающего питание подключенного к нему датчика, обработку его сигналов, индикацию полученных результатов и выдачу управляющих сигналов.
- Определение положения уровня жидкости основано на различии способности пропускать ультразвуковые колебания жидкостями и газами.
- Принцип работы датчика основан на измерении интервала времени между выдачей возбуждающего импульса на пьезоэлемент возбуждения и регистрацией полученного отклика от пьезоэлемента чувствительного, которые разделены рабочим зазором.

Предельные параметры контролируемой среды:

- рабочая температура среды от минус 45 до +100 °С;
- верхнее значение избыточного давления не более 4,0 МПа.

Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности определения положения уровня не более ± 10 мм.

Номинальный вынос чувствительной зоны датчика – от 0,25 до 4,0 м.

4.2.3 Датчик давления Метран-100 ДИ 1152

Для преобразования избыточного давления в стандартный токовый сигнал дистанционной передачи предназначен датчик для измерения избыточного давления МЕТРАН 100-ДИ (модели 1152) (рисунок 30).



Рисунок 30 – Датчик для измерения избыточного давления МЕТРАН-100-ДИ

Управление параметрами датчика: кнопочное со встроенной панели; с помощью HART-коммуникатора или компьютера; с помощью программы ICP-Master и компьютера или программных средств АСУТП. Также присутствуют встроенный фильтр радиопомех, внешняя кнопка установки "нуля" и непрерывная самодиагностика.

Рабочая среда: жидкость, газ, пар.

Взрывозащищенность: датчики соответствуют ГОСТ Р51333.0 и ГОСТ

Р51330.10. Вид взрывозащиты "искробезопасная электрическая цепь" с уровнем взрывозащиты "особо взрывоопасный" с маркировкой ExiaIICT5X или "взрывобезопасный" с маркировкой ExibIICT5X.

Выходной сигнал:

- 4-20 мА (2-проводная линия связи);
- 0-20 или 0-5 мА (4-проводная линия связи).

Перегрузка: до 12% от P_{max} датчика.

Атмосферное давление 84...106,7 кПа.

Диапазон температур окружающей среды -40 ... +70 °С.

Смещение нуля калиброванного диапазона измерений до 96% от максимального верхнего предела измерений датчика P_{max} .

Перенастройка диапазонов измерений в пределах: до 25:1.

Диапазон измерений давления 0,1 ... 2,5 МПа.

Демпфирование время успокоения выходного сигнала при ступенчатом изменении входного давления программируется от 0,2 до 25,6 с.

Сертификация Сертификат Госстандарта России RU.C.30.004.A №11320.

Утвержден тип средств измерений "Датчики давления "Метран-100", который зарегистрирован в Гос. реестре средств измерений по №22235001 и допущен к применению в РФ.

Степень защиты от пыли и воды IP65 [6].

4.2.4 Расходомер кориолисовый Метран-360

Для измерения массового и вычисления объемного расхода жидких и газообразных сред предназначен расходомер кориолисовый Метран-360 (рисунок 31). Используется в системах автоматического контроля и управления технологическими процессами в различных отраслях промышленности, а также в системах коммерческого учета.



Рисунок 31 – Расходомер кориолисовый Метран-360

Принцип действия: под воздействием задающей катушки расходомерная трубка колеблется с резонансной частотой.

В результате эффекта Кориолиса, возникающем при движении среды в колеблющейся трубке, различные её части изгибаются друг относительно друга. Этот изгиб приводит к взаимному рассогласованию по фазе колебаний различных участков расходомерной трубки, которое преобразуется

электромагнитным детекторами скорости в выходной сигнал датчика расхода.

Основные технические характеристики:

- модель датчика R050S;
- расход жидкости л/ч $Q_{\min}=8$ $Q_{\max}=4080$;
- пределы относительной погрешности $\pm 0,5\%$;
- температура измеряемой среды от -40 до $+125^{\circ}\text{C}$;
- рабочее избыточное давление в трубопроводе до 30 МПа;
- взрывозащищенное исполнение с маркировкой ExibIICT3(T4-T6).
- степень защиты от пыли и воды соответствует исполнению IP66.

4.2.5 Преобразователь расхода вихреакустический Метран-300ПР

Метран-300ПР – вихреакустический преобразователь объемного расхода с ультразвуковым детектированием вихрей.

Предназначен для технологического и коммерческого учета расхода и объема воды и водных растворов.



Рисунок 32 – Преобразователь расхода вихреакустический Метран-300ПР

Измеряемые среды: вода и водные растворы.

Основные технические характеристики:

- диапазон температур измеряемой среды: $1 \dots 150^{\circ}\text{C}$;
- избыточное давление измеряемой среды в трубопроводе до 1,6 МПа;
- пределы измерения $6 \dots 700 \text{ м}^3/\text{ч}$;
- предел относительной погрешности измерений $\pm 1,0\%$;
- степень защиты от пыли и воды IP65 по ГОСТ 14254-96 [6].

4.3 Обеспечение информационной безопасности

Информационная безопасность системы обеспечивается следующими средствами:

- разделением внутренней технологической сети и внешних информационных сетей;
- подключение дополнительных рабочих станций осуществляется через коммуникационное и серверное устройства с ограничением права доступа;
- передача информации с/на верхний уровень управления осуществляется через специализированный сервер;
- наличием контрольной информации в пакетах, передаваемых по сети Ethernet, затрудняющих случайное/намеренное искажение передаваемой информации;
- присвоением уникальных адресов сети Ethernet управляющим контроллерам;
- парольной системой доступа к возможностям изменения управляющего программного обеспечения;
- парольной системой доступа к настройкам системы управления с рабочей станции.

4.4 Описание операторского интерфейса

Существует ряд требований, предъявляемых к современному пользовательскому интерфейсу оператора:

- интерфейс программы должен быть интуитивно понятным пользователю;
- интерфейс должен быть удобным, т.е. для достижения какого-либо результата пользователю нужно выполнить минимум операций;
- программа, работающая в автоматическом режиме должна вести протокол.

Разработанный пользовательский интерфейс отвечает вышеперечисленным требованиям.



Рисунок 33 – Экран «Меню»

4.5 Описание экрана «Входные сепараторы»

На экране «Входные сепараторы», представлена мнемосхема технологического процесса площадки входных сепараторов (рисунок 34). На мнемосхеме присутствует изображения двух сепараторов (C1/1..C1/2), устройства предварительного отбора газа (УПОГ), каплеуловители (КУ1/1..КУ1/2) и двух газосепараторов (ГС1..ГС2). Кроме того, на мнемосхеме присутствуют следующие объекты: Р – давление газа в сепараторе и газосепараторе, Н – уровень сырья в сепараторе, НF – уровень раздела фаз «вода-нефть», процент открытия клапана, QH – расход нефти, а также кнопки переключения между экранами проекта (Меню, НГВР). Для лучшего восприятия изменения технологического параметра уровня нефти, раздела фаз и уровня нефти в кармане сепаратора существует анимация, изображенная на сепараторе.

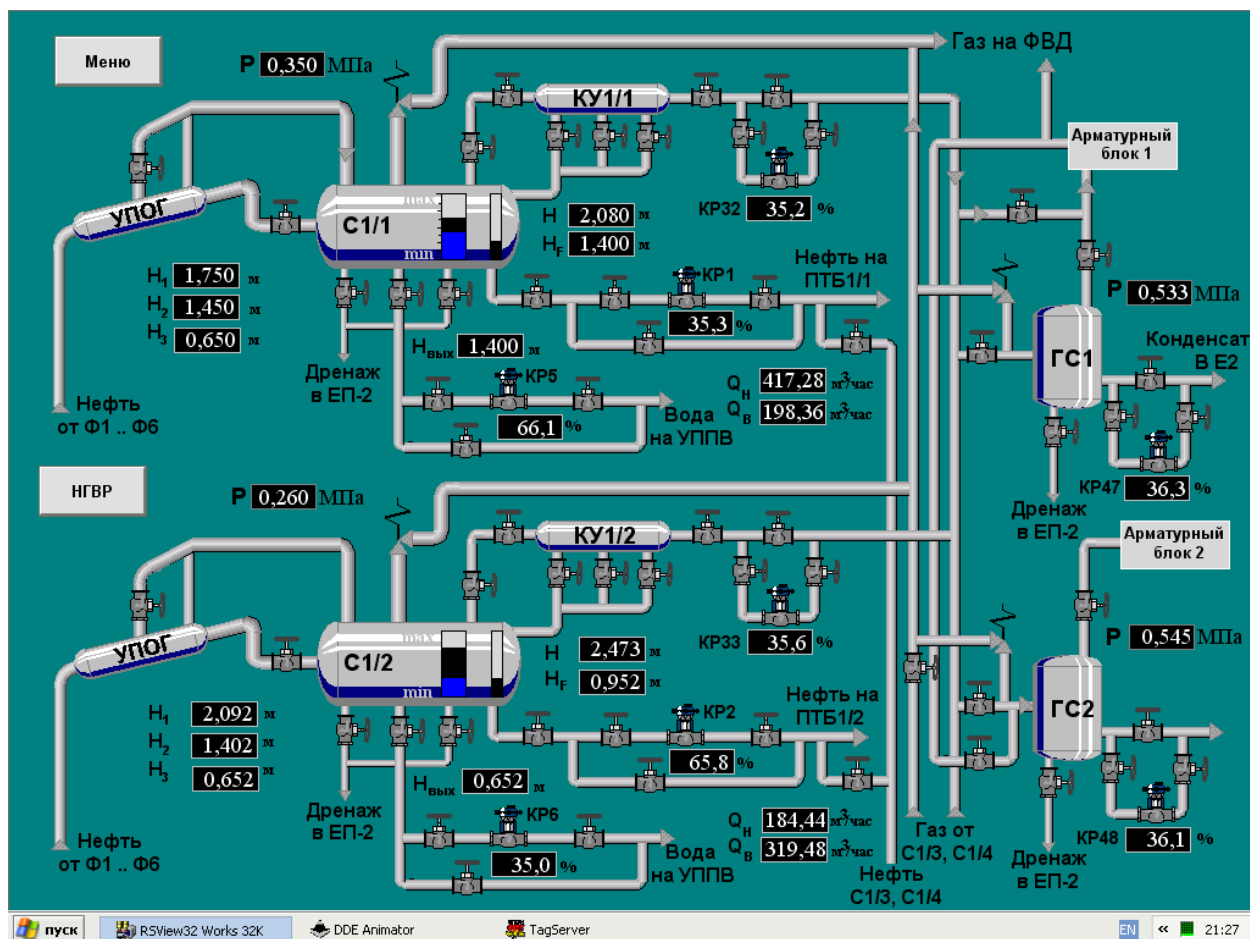


Рисунок 34 – Мнемосхема, экран «Входные сепараторы (НГСВ) и газосепараторы»

Для каждого из объектов системы существует набор переменных, значения которых либо отображаются на индикаторах, либо передаются в программу, при использовании оператором соответствующих органов управления объектами.

Заключение

SCADA – системы находят все более широкое применение в различных отраслях промышленности. Наиболее широкое применение SCADA-системы находят в нефтегазовой промышленности, металлургии, энергетике. При разработке данных систем используются самые передовые технологии автоматизации, что определяет их высокий уровень надежности и гибкости применения.

В данной работе приведена схема автоматизации ЦПС площадки входных сепараторов. Дана краткая характеристика технологического оборудования и описание технологического процесса.

Разработан проект автоматизации площадки входных сепараторов на базе контроллера SLC 500 американской фирмы AllenBradley. Составлена программа для данного контроллера. Разработан удобный HMI (человеко-машинный интерфейс).

Подобранные приборы и контроллер достаточно надежны и современны, что гарантирует безотказную и эффективную работу технологического процесса.

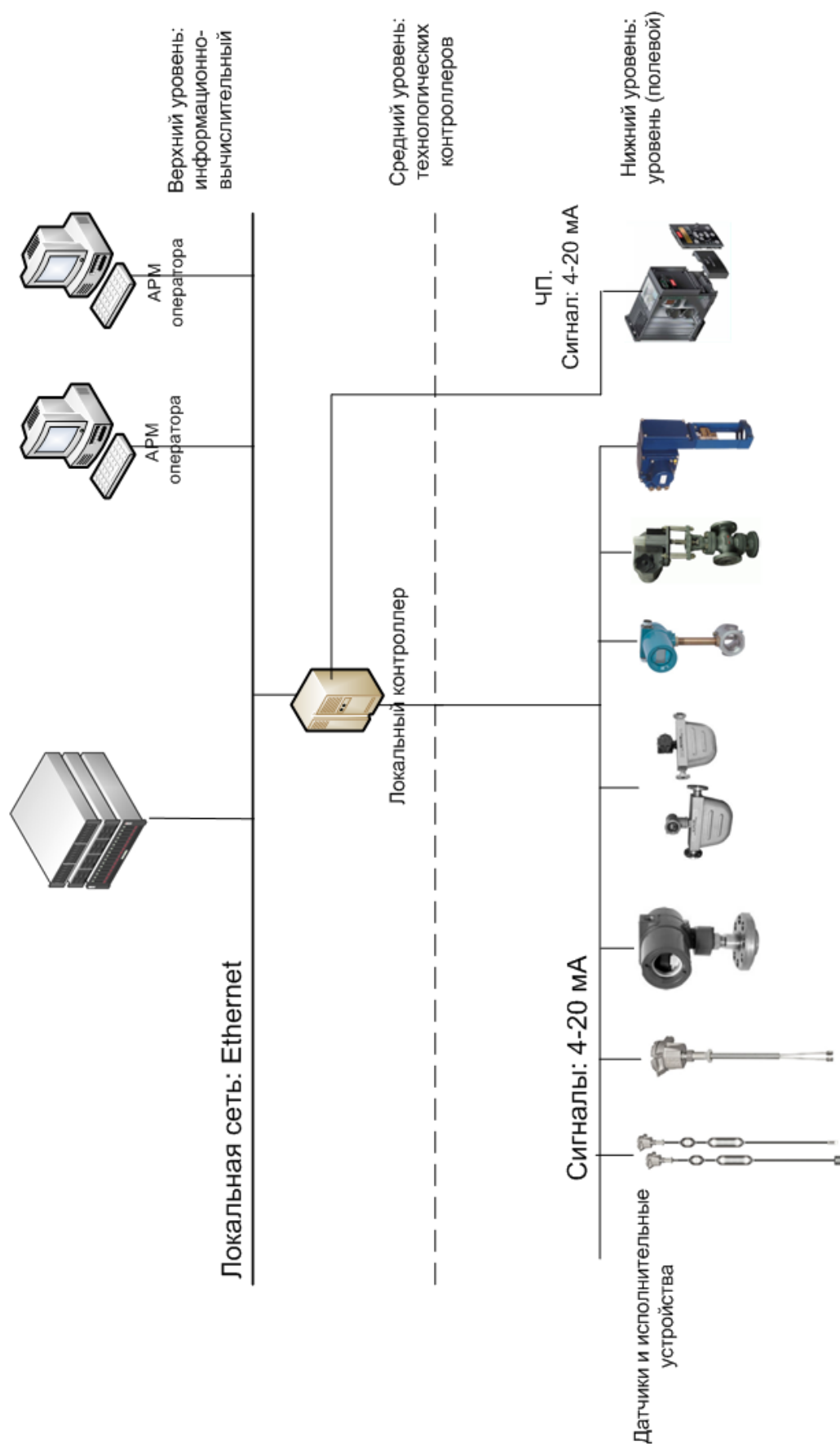
В результате проделанной работы была разработана SCADA система с использованием микропроцессорного контроллера SLC 5/03.

Список используемых источников

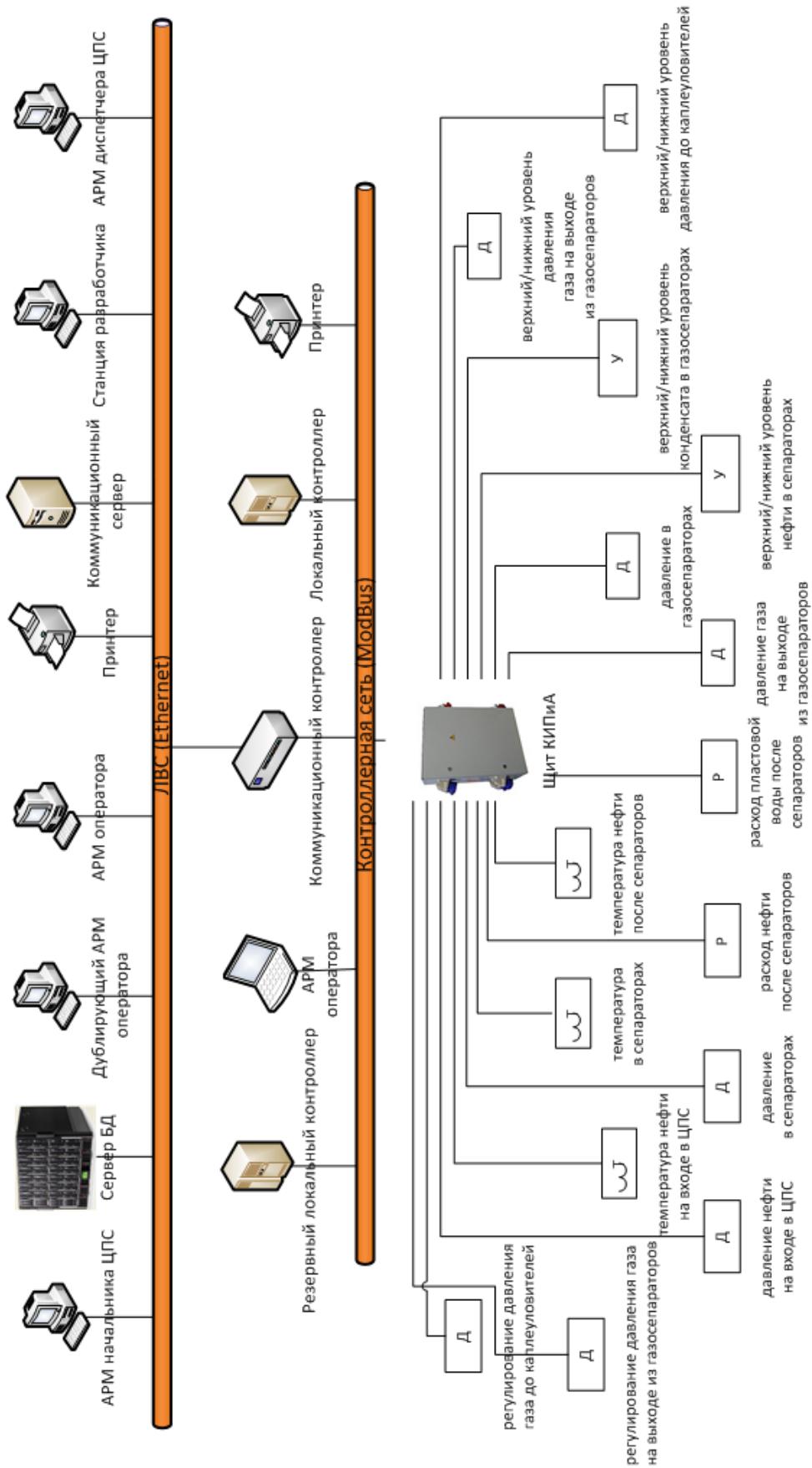
1. Громаков Е. И., Проектирование автоматизированных систем. Курсовое проектирование: учебно-методическое пособие: Томский политехнический университет. — Томск, 2009.
2. Ключев А. С., Глазов Б. В., Дубровский А. Х., Ключев А. А.; под ред. А.С. Ключева. Проектирование систем автоматизации технологических процессов: справочное пособие. 2-е изд., перераб. и доп. — М.: Энергоатомиздат, 1990. — 464 с.
3. Комиссарчик В.Ф. Автоматическое регулирование технологических процессов: учебное пособие. Тверь 2001. — 247 с.
4. ГОСТ 21.408-2013 Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов М.: Издательство стандартов, 1995. — 44с.
5. Разработка графических решений проектов СДКУ с учетом требований промышленной эргономики. Альбом типовых экранных форм СДКУ. ОАО «АК Транснефть». — 197 с.
6. Комягин А. Ф., Автоматизация производственных процессов и АСУ ТП газонефтепроводов. Ленинград, 1983. — 376 с.
7. Попович Н. Г., Ковальчук А. В., Красовский Е. П., Автоматизация производственных процессов и установок. — К.: Вища шк. Головное изд-во, 1986. — 311с.
8. Технологический регламент Центрального пункта сбора и подготовки нефти, газа и воды Западно-Малобалыкского нефтяного месторождения, 2003, - 75 с.
9. Центральный пункт сбора Ванкорского месторождения. Первый этап строительства. Проектная документация. Пояснительная записка, 2012, - 345 с.
10. СанПиН 2.2.4.548 — 96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. М.: Минздрав России, 1997.

11. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий. М.: Минздрав России, 2003.
12. СП 52.13330.2011 Свод правил. Естественное и искусственное освещение.
13. СН 2.2.4/2.1.8.562 – 96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки.
14. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы.
15. Белов С.В. Безопасность жизнедеятельности и защита окружающей среды: учебник для вузов. – М.: Изд-во Юрайт, 2013. – 671с.
16. ГОСТ 12.1.038-82. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.
17. СНиП 2.11.03–93 “Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы”.
18. ГОСТ 12.2.032-78. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.
19. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197–ФЗ.

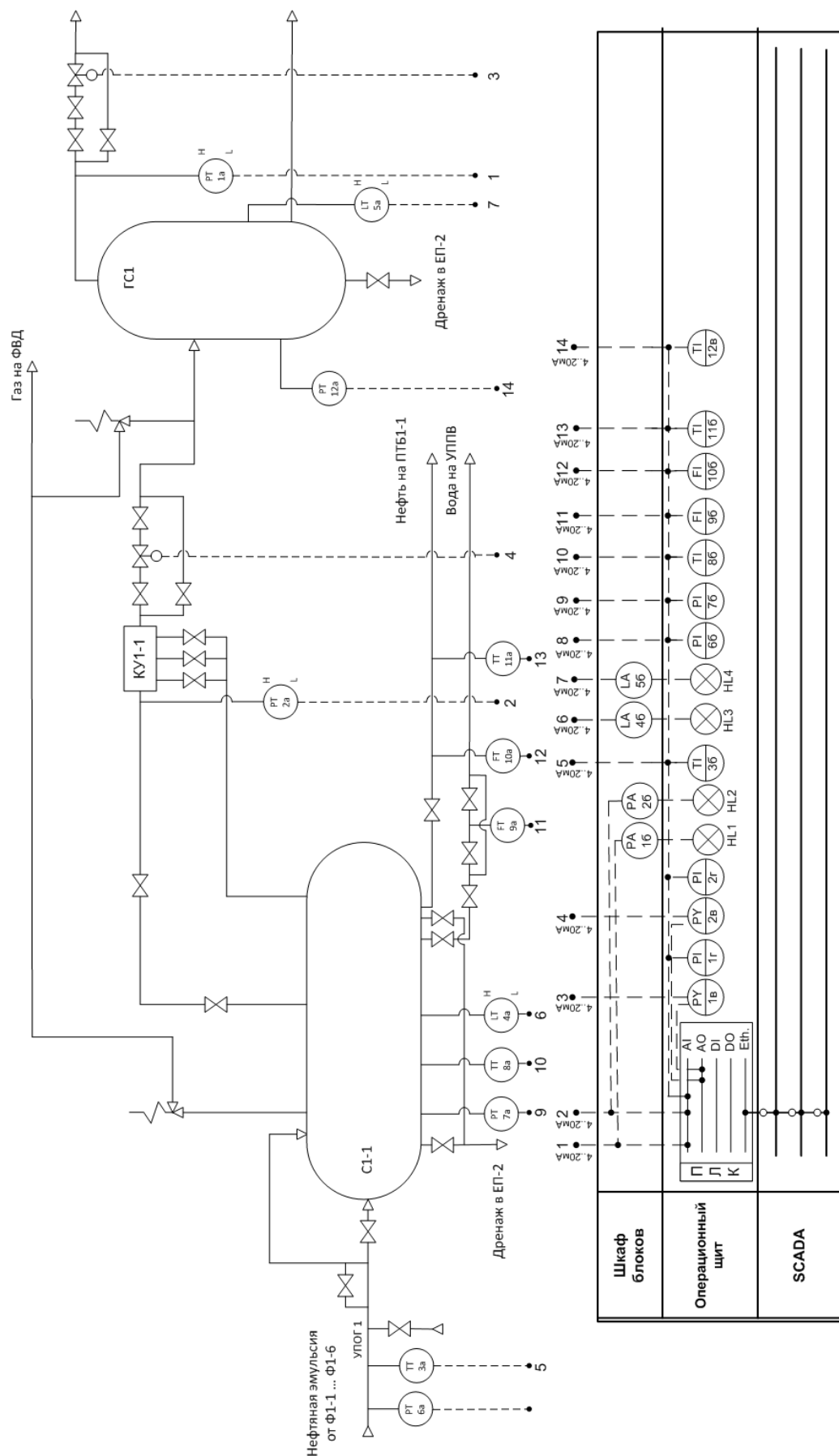
Приложение А Трехуровневая система АС



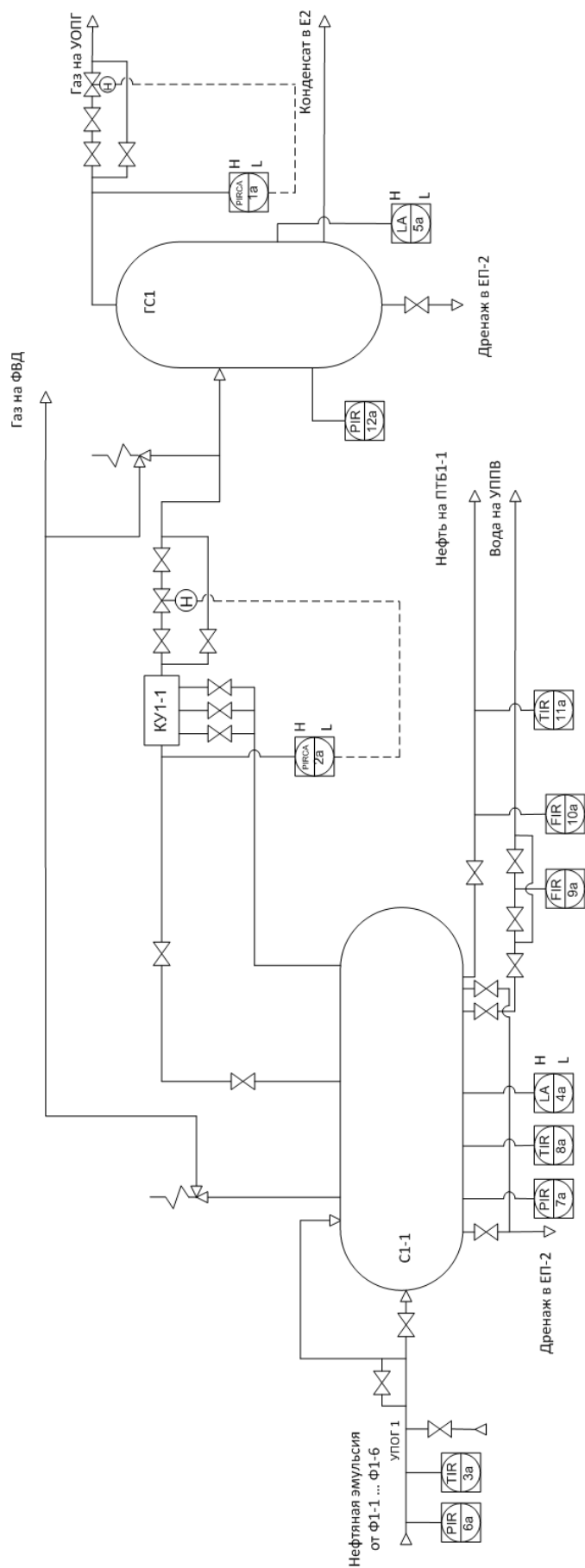
Приложение Б Обобщённая структура управления АС



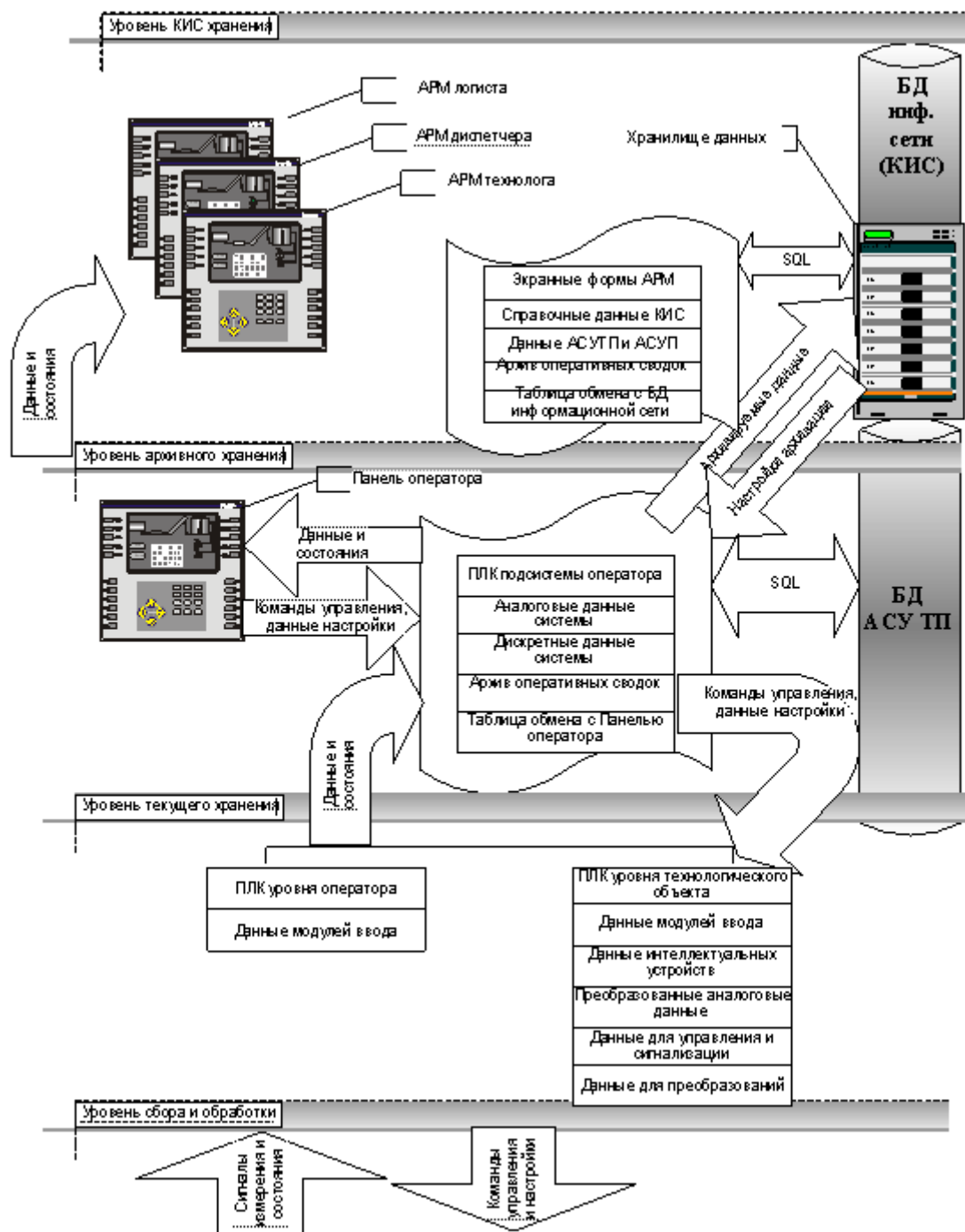
Приложение В Структурная схема автоматизации по ГОСТ 21.208-2013



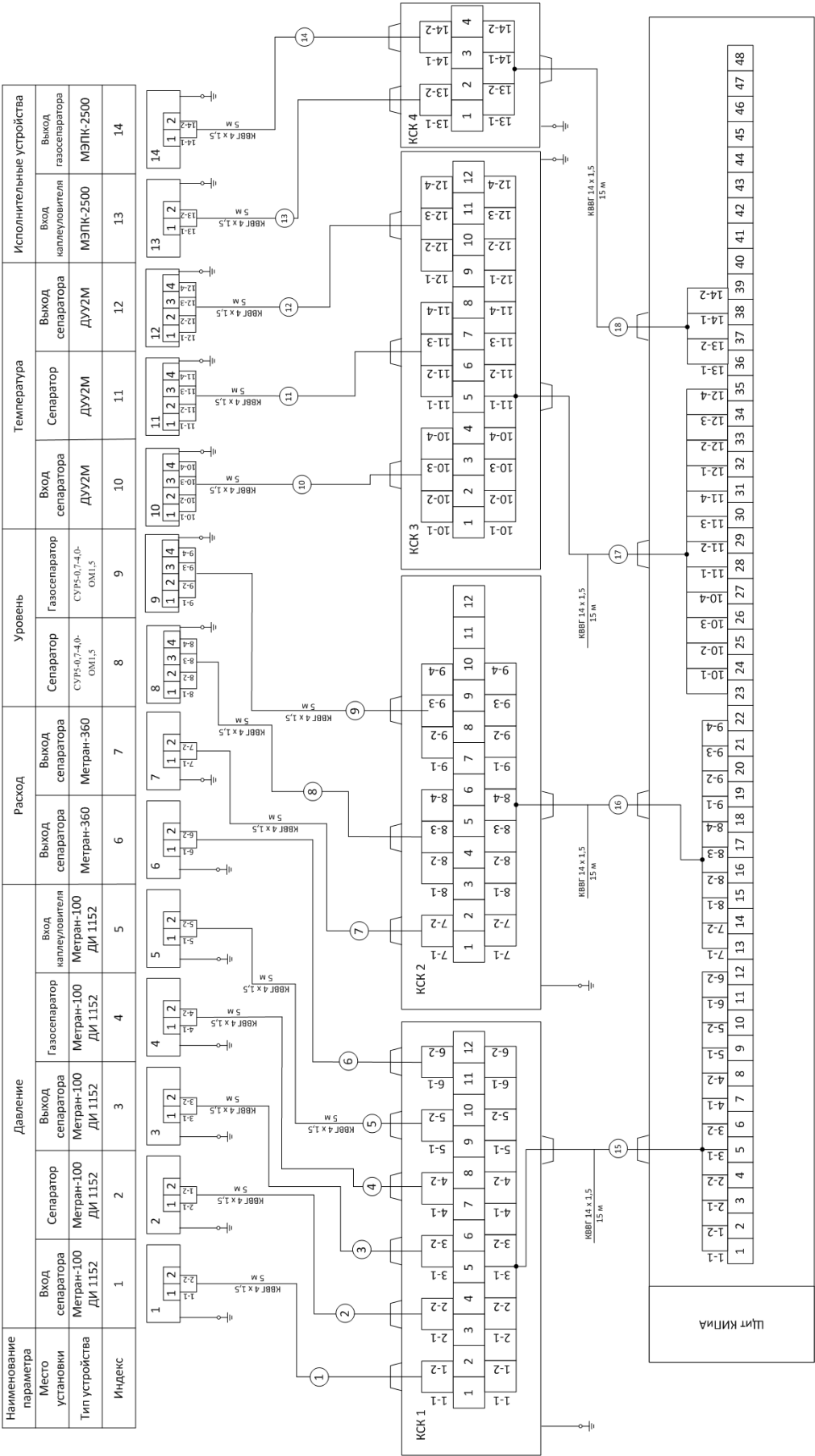
Приложение Г Функциональная схема автоматизации по ANSI



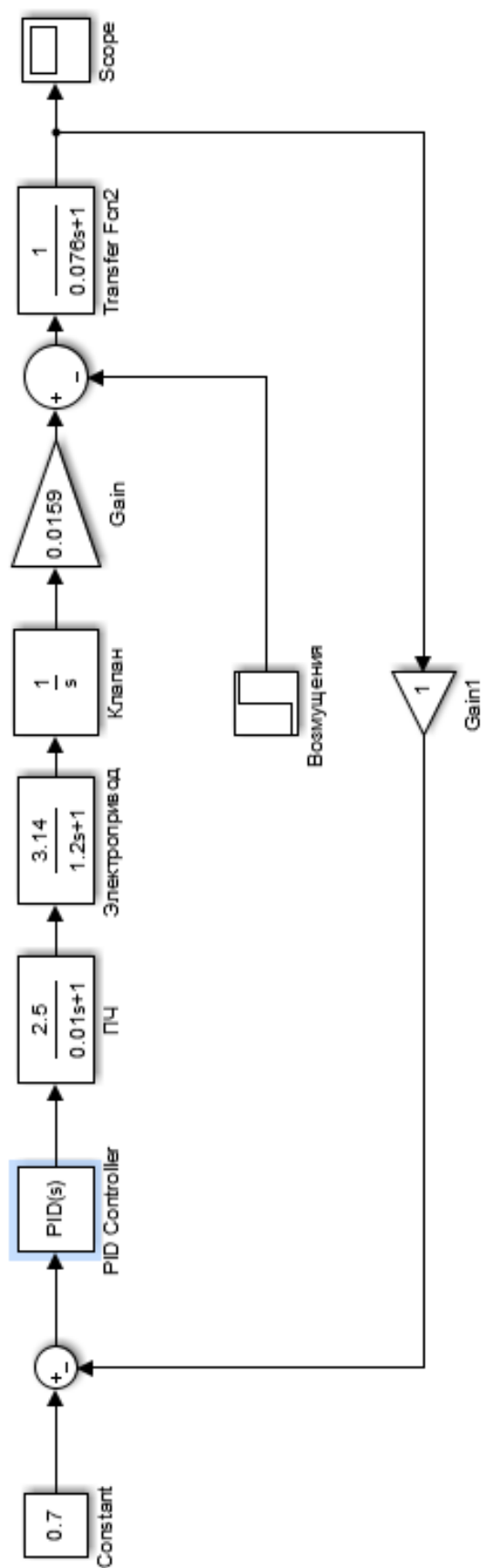
Приложение Д Схема информационных потоков



Приложение Е Схема внешних проводов



Приложение Ж Схема автоматического регулирования



Приложение 3 Мнемосхема ЦПС

